

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
Отделение автоматизации и робототехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Проектирование автоматизированной системы управления электродегидратором

УДК 681.51:681.783.325

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8Т31	Анисимов Максим Владимирович		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Зырянов Андрей Игоревич	-		
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергее- вич	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	К.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам.
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Воронин А.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т31	Анисимов Максим Владимирович

Тема работы:

<b>Проектирование автоматизированной системы управления электродегидратором</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объектом исследования является электродегидратор.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Трехуровневая структура АС</p>

#### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018 г.
------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

#### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Технолог ООО «Томь-ЛТД»	Зырянов Андрей Игоревич			

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Анисимов Максим Владимирович		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа информационных технологий и роботехники

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Уровень образования-бакалавр

Отделение автоматизации и робототехники

Уровень образования – бакалавр

Период выполнения – весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018 г.	Основная часть	60
04.05.2018 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
04.05.2018 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Технолог ООО «Томь-ЛТД»	Зырянов Андрей Игоревич			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	к.т.н.		

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа 85 с., 32 рисунков, 20 таблиц, 25 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: Электродегидратор, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, ПИД-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA-системы, экранные формы.

Объектом исследования является электродегидратор.

Цель работы – проектирование автоматизированной системы управления электродегидратора.

Работа представляет собой проект автоматизации системы управления электродегидратора согласно входной информации, полученной от заказчика:

- техническим требования на автоматизацию;
- проектной документации на существующие решения по автоматизации;
- нормативно-правовой базе для выполнения проектов автоматизации технологических процессов в Российской Федерации.

При выполнении работы использовались программные продукты, такие как:

- Microsoft Office 2013;
- Microsoft Visio 2013;
- Mathcad.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 и представлена на CD (в конверте на обороте обложки).

## Содержание

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ .....	11
1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП.....	11
1.2 Назначение системы .....	12
1.3 Требования к Системе .....	13
1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы .....	13
1.3.2 Требования к режимам функционирования Системы	14
1.4 Требования к функциям (задачам), выполняемым Системой.....	14
1.5 Требования к видам обеспечения.....	16
1.5.1 Требования к техническому обеспечению .....	16
1.5.2 Требования к программному обеспечению .....	16
1.5.3 Требования к метрологическому обеспечению .....	17
2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА .....	19
3 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ.....	22
4 РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	24
5 КОМПЛЕКС АППАРАТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	25
5.1 Выбор устройств измерения .....	25
5.1.1 Выбор контроллерного оборудования.....	25
5.1.2 Выбор расходомера.....	27
5.1.3 Выбор датчика давления .....	32
5.1.4 Выбор датчика температуры.....	34
5.1.5 Выбор уровнемера .....	37
5.1.6 Выбор сигнализатора уровня .....	39
5.1.7 Выбор влагомера .....	41

5.1.8 Выбор датчиков для трансформатора.....	42
5.2 Нормирование погрешности канала измерения .....	44
6 РАЗРАБОТКА СХЕМ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК.....	47
7 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ .....	48
7.1 Алгоритм сбора данных .....	48
7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром..	48
8. ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ АС ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА.....	53
9. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности .....	57
9.1 Анализ конкурентных технических решений.....	57
9.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	59
9.3 Бюджет научно-технического исследования .....	62
9.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	66
10. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	71
10.1. Контроллер.....	72
10.2. Датчики.....	73
10.3. Связь контроллера и оператора.....	76
10.4. Интерфейсы.....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	78
Приложение А. Функциональная схема автоматизации.....	80
Приложение Б. Перечень вход выходных сигналов.....	80
Приложение В. Обобщенная структурная схема.....	82
Приложение Г. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ .....	83
Приложение Д. Схемы соединений внешних проводок .....	84
Приложение Е. Мнемосхема.....	85



## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Аббревиатура	Расшифровка
АСИ	Автоматизированная система измерения
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ТП	Технологический процесс
ПП	Переходный процесс
РО	Регулирующий орган
ОУ (ОР)	Объект управления (объект регулирования)
ИМ	Исполнительный механизм
САР	Система автоматического регулирования
ЭВМ	Электронно-вычислительная машина
АРМ	Автоматизированное рабочее место
РСУ	Распределенная система управления
КАТС	Комплекс аппаратно-технических средств
АИС ТПС	Автоматизированная информационная система топливопроводящей сети
АСУ	Автоматизированная система управления
ИВ	Исходная величина
СИ	Средство измерения
КМХ	Контроль метрологических характеристик
ТЗ	Техническое задание
ИС	Информационная сеть
КС	Компьютерная сеть

## **ВВЕДЕНИЕ**

Автоматизация технологических процессов является решающим фактором в повышении производительности труда и улучшении качества выпускаемой продукции. Для нефтегазового комплекса автоматизация имеет особое значение, так как он является одной из ведущих отраслей Российской Федерации и в значительной степени определяет её экономическое развитие.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами являются высшим этапом комплексной автоматизации и призваны обеспечить существенное увеличение производительности труда, улучшения качества выпускаемой продукции и других технико-экономических показателей производства, а также защиту окружающей среды.

Целью данной работы является разработка проекта по модернизации автоматизированной системы управления электродегидратором. Актуальность данной темы не может подвергаться сомнению, так как использовавшаяся ранее автоматизированная система управления не обеспечивала требуемую точность показаний результатов измерений, а также не соответствовала требованиям, выдвинутым к ее надежности.

Таким образом, модернизация существующей системы посредством внедрения нового оборудования позволит повысить точность измерений и надежность всей распределенной системы управления нефтебазы в целом, что повлечет за собой положительный экономический эффект.

В настоящее время система внедрена на перевалочной нефтебазе и успешно используется в технологическом процессе.

# **1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

## **1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП**

АСУ ТП предназначена для:

– Стабилизации заданных режимов технологического процесса путем измерения значений технологических параметров, их обработки, визуального представления, и выдачи управляющих воздействий в режиме реального времени на исполнительные механизмы, как в автоматическом режиме, так и в результате действий технолога-оператора;

– Анализа состояния технологического процесса, выявление предаварийных ситуаций и предотвращение аварий путем переключения технологических узлов в безопасное состояние, как в автоматическом режиме, так и по инициативе оперативного персонала;

– Обеспечения административно-технического персонала завода необходимой информацией с технологического процесса для решения задач контроля, учета, анализа, планирования и управления производственной деятельностью.

Целями создания АСУ ТП являются:

1. Обеспечение надежной и безаварийной работы производства;
2. Стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;
3. Увеличение выхода товарной продукции;
4. Уменьшение материальных и энергетических затрат;
5. Снижение непроизводительных потерь человеческих, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
6. Выбор рациональных технологических режимов с учетом показаний промышленных анализаторов, установленных на потоках, и оперативной корректировки стратегии управления по данным лабораторных анализов;
7. Улучшение качественных показателей конечной продукции;
8. Предотвращение аварийных ситуаций;

Автоматическая и автоматизированная диагностика оборудования АСУ ТП.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- централизованный контроль и управление технологическими процессами электродегидратором;
- обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение эффективности технологических процессов электродегидратора;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

## **1.2 Назначение системы**

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти при помощи электрического поля под давлением, при этом электродегидраторы (ЭГ) снабжены электродами, к которым подводится высокое напряжение промышленной частоты. Существует несколько типов и конструкций ЭГ, отличающихся формой, габаритами и принципом работы.

В данном проекте будет разрабатываться система автоматического управления горизонтальным электродегидратором ЭГ-160, которые представляют собой горизонтальные цилиндрические емкости.

В состав электродегидратора входят: корпус, электроды, различные изоляторы и коллекторы ввода нефтяной эмульсии, промывочной воды, выводов очищенной нефти и загрязненной воды.

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти при помощи электрического поля под давлением, при этом электродегидраторы (ЭГ) снабжены электродами, к которым подводится высокое напряжение промышленной частоты. Существует несколько типов и конструкций ЭГ, отличающихся формой, габаритами и принципом работы.

В данном проекте будет разрабатываться система автоматического управления горизонтальным электродегидратором ЭГ-160, которые представляют собой горизонтальные цилиндрические емкости.

В состав электродегидратора входят: корпус, электроды, различные изоляторы и коллекторы ввода нефтяной эмульсии, промывочной воды, выводов очищенной нефти и загрязненной воды.

### **1.3 Требования к Системе**

#### **1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы**

Система должна иметь трехуровневую структуру:

– нижний уровень – уровень размещения контрольно-измерительных приборов (КИП) и исполнительных механизмов – включает в себя:

- 1) расходомер;
- 2) датчики давления;
- 3) датчики температуры;
- 4) влагомер;
- 5) система контроля электрических параметров трансформатора;
- 6) кабельное и дополнительное оборудование;

– средний уровень – уровень сбора информации с нижнего уровня, выдачи воздействий на устройства приема/передачи данных на верхний уровень – включает в себя интерфейсные линии связи;

– верхний уровень – уровень, включающий автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Состав АРМ оператора:

- 1) персональный компьютер:
  - a. монитор (не менее 19");
  - b. системный блок;
  - c. клавиатура;
  - d. манипулятор типа "мышь";
  - e. плата интерфейсов 2 COM-порта;

- 2) источник бесперебойного питания (ИБП), мощностью не менее 450 Вт;
- 3) принтер, в комплекте с кабелем USB;
- 4) лицензионное ПО и лицензионное антивирусное ПО (McAfee).

### **1.3.2 Требования к режимам функционирования Системы**

Система должна обеспечивать непрерывную работу объекта автоматизации в круглосуточном, круглогодичном режиме. Число рабочих дней в году – 365 дней.

## **1.4 Требования к функциям (задачам), выполняемым Системой**

Основные функции Системы:

- доступ оператора АСУ ТП по индивидуальному паролю;
- регистрация ФИО оператора АСУ ТП;
- регистрация измеряемых величин;
- отображение и регистрация в базе данных при работе электродегидратора следующей информации:
  - 1) напряжение трансформатора;
  - 2) фазный ток трансформатора;
  - 3) температура масла в трансформаторе;
  - 4) давление в электродегидраторе;
  - 5) уровень раздела фаз;
  - 6) обводненность нефти или газа;
  - 7) расход нефти;
  - 8) расход газа;
- формирование и распечатка отчетов;
- передача в режиме реального времени текущего состояния оборудования в АСУ ТП предприятия;



## **1.5 Требования к видам обеспечения**

### **1.5.1 Требования к техническому обеспечению**

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от -50 °С до +50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

### **1.5.2 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;



- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

### **1.5.3 Требования к метрологическому обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту IEC 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

Таблица 1 – Метрологические требования к измеряемым параметрам

Наименование измеряемого параметра		Норма погрешности (не более)	Примечание
1.	Температура (разность температур)	$\pm 1,0\%$	Приведенная погрешность
2.	Давление (разность давлений)	$\pm 1,0\%$	Приведенная погрешность
3.	Уровень	$\pm 1,0$ мм	Абсолютная погрешность
4.	Расход	$\pm 2,0\%$	Приведенная погрешность
5.	Обводненность	$\pm 1,0\%$	Абсолютная погрешность

## **2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

Функциональная схема электродегидрататора приведена в приложении А.

Электродегидрататор — аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды.

Электродегидрататор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, устанавливаемый на двух седловых опорах, оснащенный штуцерами для входа эмульсии, выхода нефти, выхода воды, необходимыми технологическими штуцерами и штуцерами для КИПиА, предназначенный для обессоливания нефти на блоке ЭЛОУ. В нижней части корпуса размещена система ввода сырья, включая коллектор с отводами. Коллектор соединен с входным штуцером.

Электрическое поле в электродегидрататоре создается системой двух заземленных и двух высокопотенциальных электродов, размещенных в верхней части аппарата. Заземленные электроды представляют собой решетчатый настил, состоящий из трех секций. В верхней части аппарата размещена система электропитания, включающая установленный на площадке обслуживания высоковольтный источник питания (типа ИПМ-9/15-УХЛ1), и изолятор проходной фторопластовый (типа ИПФ 25), соединенный с источником высоковольтным кабелем, входящим в комплект поставки источника.

Аппарат снабжен необходимыми штуцерами для манометра, термопары, уровнемера, предохранительного клапана, двумя люками-лазами для возможности доступа в нижнюю и верхнюю часть аппарата; в верхний люк-лаз врезан

штуцер для вывода нефти. По нижней образующей врезан шламовый люк, в который врезаны штуцера для откачки и сброса воды. [2]

Нефть с поданной в нее промывочной водой вводят в аппарат через штуцер. Она проходит по коллектору и отводам, истекая из отверстий. По мере подъема нефти из нее оседают капли воды; количество и размер оставшихся в нефти капель уменьшаются по высоте аппарата.

До уровня нижней решетки электродной системы доходят только мелкие капли воды; поскольку под этой решеткой, находящейся под высоким напряжением (промышленной частоты), существует электрическое поле, в его объеме происходит коалесценция капель воды, их укрупнение и осаждение.

Однако напряженности электрического поля под нижней решеткой недостаточно для коалесценции наиболее мелких капель воды, которые заносятся потоком нефти в область сильного электрического поля, создаваемого в объеме между прутками электродной системы. Нефть, проходя через электродную систему, окончательно обезвоживается. Вместе с водой из нефти удаляются и содержащиеся в ней соли. [2]

При попадании нефтяной эмульсии в электрическое поле, частицы воды, заряженные отрицательно, перемещаются внутри элементарной капли, придавая ей грушевидную форму, острый конец которой обращен к положительно заряженному электроду. С переменной полярности электродов капля вытягивается острым концом в противоположную сторону. Если частота переменного тока равна 50 Гц, то капля будет изменять свою конфигурацию 50 раз в секунду. Под воздействием сил притяжения отдельные капли, стремящиеся к положительному электроду, сталкиваются друг с другом, и при достаточно высоком потенциале заряда происходит пробой диэлектрической оболочки капель. В результате мелкие капли воды сливаются и укрупняются, что способствует их осаждению в электродегидраторе.

Поскольку соль в нефти растворена в воде, удаление соли и воды одновременно с помощью электродегидратора – это простое решение.

Однако произвести обессоливание в один этап невозможно. Поэтому при высокой концентрации соли, в нефть добавляют пресную воду и промывают несколько раз в электродегидраторе, состоящем из двух-трех последовательно соединенных ступеней.

Снижение содержания солей в нефти при помощи электродегидратора дает значительную экономию: примерно вдвое увеличивается ресурс установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижаются расходы катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

### **3 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ**

Структурная схема комплекса аппаратно-технических средств АСУ ТП электродегидрататора построена по трехуровневому иерархическому принципу в соответствии с п. 1.3.1 настоящего ТЗ.

Нижний уровень (полевой) состоит из первичных датчиков (измерительных преобразователей), осуществляющих сбор информации о ходе технологического процесса, приводов и исполнительных устройств, реализующих регулирующие и управляющие воздействия, кабельных соединений, клеммников и нормирующих преобразователей.

Нижний уровень выполняет следующие функции:

- измерение параметров технологического процесса и оборудования и преобразования;
- сбор и передачу информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на верхний уровень посредством оборудования среднего уровня.
- Средний уровень (контроллерный) состоит из контроллеров и прочих устройств аналого-цифрового, цифро-аналогового, дискретного, импульсного и т.д. преобразования, и устройств для сопряжения с верхним уровнем (шлюзов). Отдельные контроллеры могут быть объединены друг с другом при помощи контроллерных сетей. Контроллерные сети строятся на базе интерфейса RS-485, совместимого с серверами OPC и SCADA-системами.

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютеров, объединенных в локальную сеть Ethernet с использованием в качестве передающей среды медной витой пары или оптоволокна (при больших расстояниях). Протокол передачи данных – для удаленных подключений TCP/IP. Обобщенная структура управления АС приведена в приложении В.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

## **4 РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ**

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов [1].

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме автоматизации изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок [1].

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В данной работе функциональная схема автоматизации разработана в соответствии с требованиями ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» [13, 14].

Функциональная схема автоматизации представлена в приложении Г.



## 5 КОМПЛЕКС АППАРАТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС электродегидрататора включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

### 5.1 Выбор устройств измерения

#### 5.1.1 Выбор контроллерного оборудования

В основе системы автоматизированного управления электродегидрататором будем использовать два ПЛК ОВЕН ПЛК 150 (рисунок 1) (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществляется на базе интерфейса Ethernet.



Рисунок 1 – ОВЕН ПЛК 150

Программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК 150 предназначен:

- Для создания систем управления малыми и средними объектами
- Построение систем диспетчеризации
- Построение системы управления и диспетчеризации на базе ОВЕН ПЛК возможно как с помощью проводных средств – используя встроенные интерфейсы Ethernet, RS-232, RS-485, так и с помощью беспроводных средств используя радио, GSM, ADSL модемы.

Технические характеристики:

Среда программирования CedeSys

Встроенные интерфейсы Ethernet 10/100 Mbps, RS-485, RS-232, USB Device.

Поддержка протоколов ОВЕН, Modbus RTU, Modbus ASCII, DCON, Modbus TCP, GateWay. Возможна поддержка нестандартных протоколов.

Все дискретные входы (10 кГц) могут функционировать в режиме импульсного счетчика, триггера или энкодера (для энкодера частота до 1 кГц).

Дискретные выходы могут быть настроены на генерацию ШИМ-сигнала с высокой точностью.

Возможность расширения путем подключения модулей ввода/вывода.

Встроенные часы реального времени.

Встроенный аккумулятор источник резервного питания.

Интерфейсы связи Ethernet, RS-232, RS-485.

Возможная схема работы ОВЕН ПЛК 150 представлена на рисунке 2.

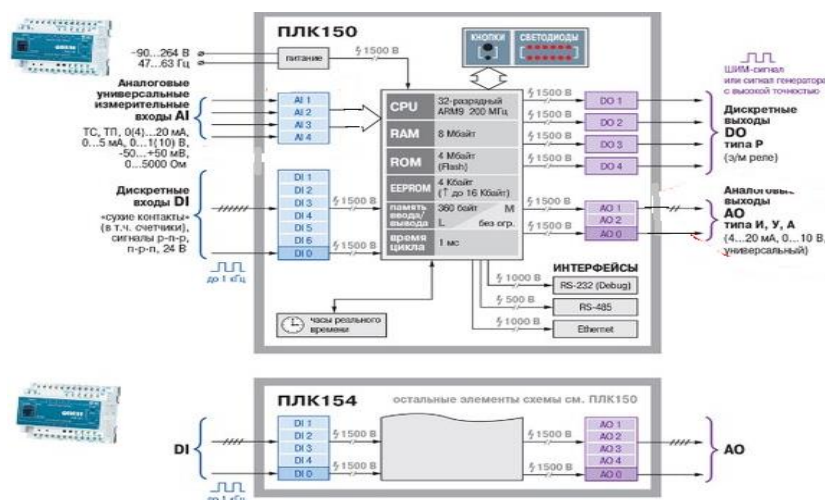


Рисунок 2 – Возможная работа контроллера ОВЕН ПЛК 150

### 5.1.2 Выбор расходомера

Выбор расходомера проходил из следующих вариантов приборов: вихревой расходомер Rosemount 8800D, вихреакустический расходомер Метран-300ПР, электромагнитный расходомер Rosemount 8700, Метран-350 ОНТ Annubar.

В результате для измерения расхода будем использовать расходомер Метран-350 на базе ОНТ Annubar (Рисунок 3). Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки Annubar предназначены для измерения расхода жидкости, газа, пара в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах технологического и коммерческого учета. Основные преимущества:

- интегральная конструкция расходомера исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды;

- низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращают затраты на электроэнергию;

- многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового расхода жидкости, пара, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

- установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы;



Рисунок 3 – Расходомер Метран-350

Технические характеристики расходомера Метран-350 приведены в таблице 2:

Таблица 2 – технические характеристики Метран-350

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	-40...232°C (интегральный монтаж датчика); -100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 50...2400
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%
Температура окружающего воздуха	-40...85°C – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км

Продолжение таблицы 2 – технические характеристики Метран-350

Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 66, IP 68
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

Монтаж расходомера: Расходомеры интегральной конструкции (монтаж датчика непосредственно на ОНТ Annubar) не требуют соединения импульсными линиями и другой арматуры.

В общем случае монтаж расходомера включает четыре этапа (рисунок 4):

1. В месте установки в стенке трубопровода сверлится отверстие.

2. Приваривается соединительная бобышка (материал бобышки соответствует материалу трубопровода).
3. Расходомер с бобышкой стягивается шпильками и болтами.
4. Расходомер подключается к блоку питания и ПК (при необходимости).

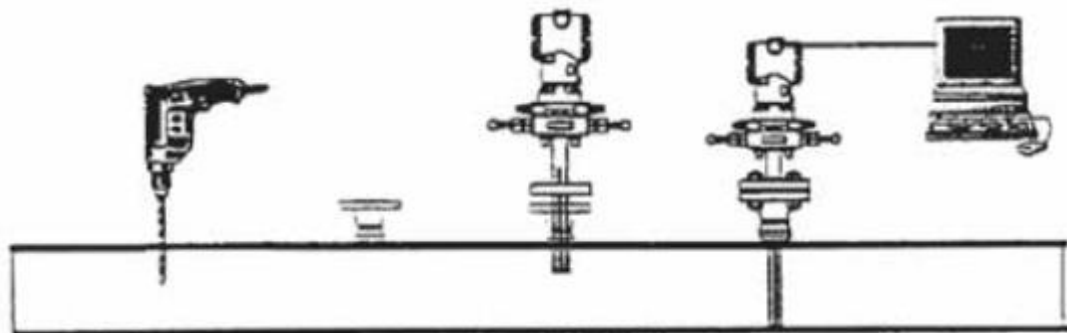


Рисунок 4 – Монтаж расходомера Метра-350

При монтаже расходомера для измерений расхода жидкости необходимо, чтобы боковой дренажный/вентиляционный клапан был расположен отверстием вверх для выхода газа. Рекомендуемое расположение расходомера при монтаже на горизонтальном трубопроводе приведено на рисунке 5.

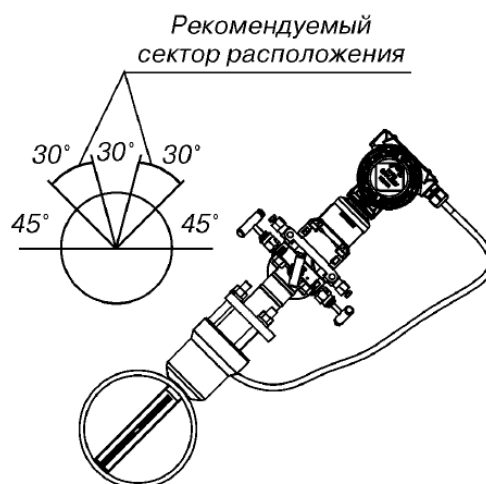


Рисунок 8 – Рекомендуемое расположение расходомера

Кроме того, предъявляются требования к ориентации ОНТ Annubar относительно трубопровода. Допускаемые отклонения ориентации ОНТ Annubar при монтаже представлены на рисунке 9.

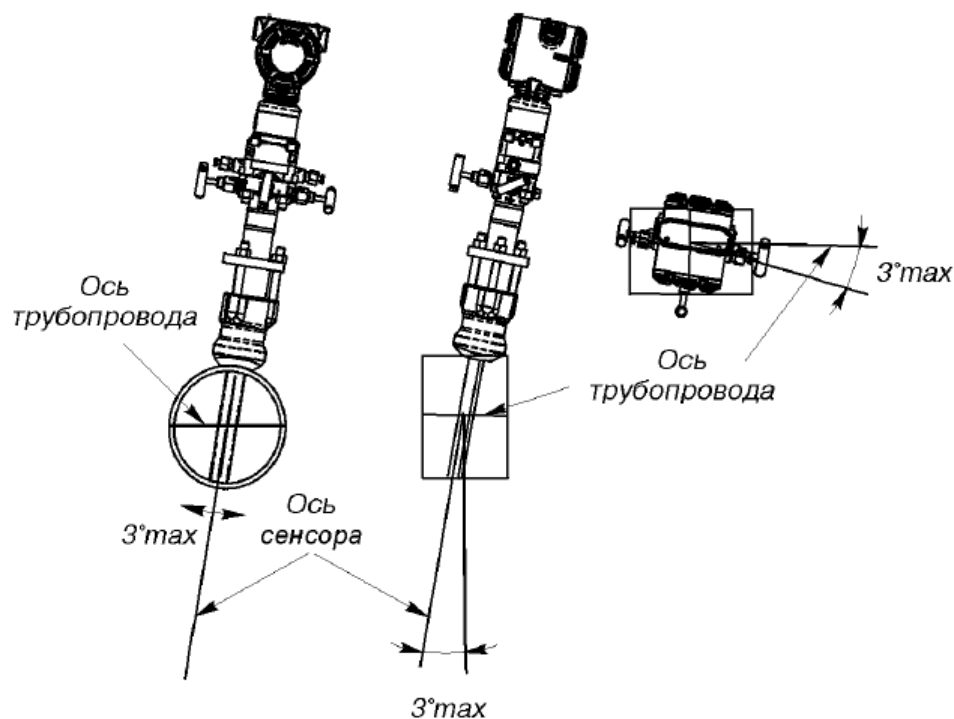
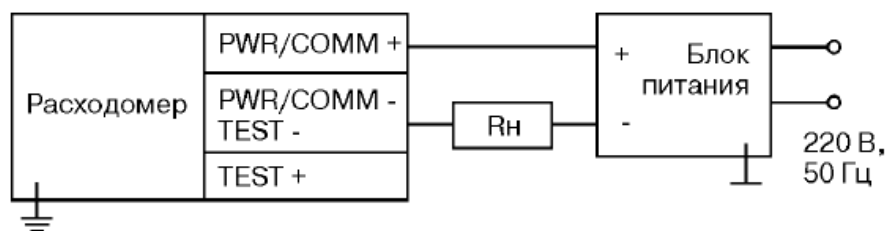


Рисунок 6 – Допускаемые отклонения ориентации расходомера Метран-350

Схема подключения к источнику питания приведена на рисунке 7.



$R_n$  - сопротивление нагрузки.

Рисунок 8 – Схема подключения Расходомера Метран-350 к источнику

Необходимо так же заказать закладную конструкцию для крепления к трубопроводу (рисунок 9):

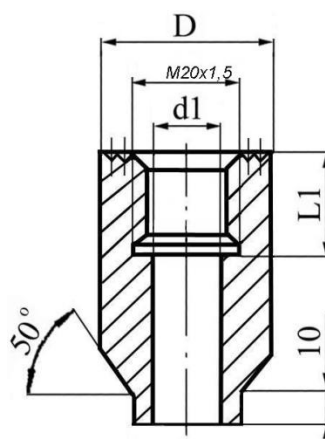


Рисунок 9 – Крепление к трубопроводу

# **Опросный лист для расходомеров на основе ОНТ 485 Annubar (Метран-350SFA, 3051SFA)**

\* - поля, обязательные для заполнения

Общая информация				
Предприятие*:			Дата заполнения:	
Контактное лицо*:			Тел/факс*:	
Адрес*:			E-mail:	
Опросный лист №		Позиция по проекту:		Количество*:
Информация об измеряемой среде				
Измеряемая среда*:		Фазовое состояние*: <input checked="" type="checkbox"/> газ <input checked="" type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> пар		
Полный состав в молярных долях (для природного, попутного газа или смеси)*	Метан CH <sub>4</sub>	_____ %	i-Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	_____ %
	Азот N <sub>2</sub>	_____ %	n-Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	_____ %
	Диоксид Углерода CO <sub>2</sub>	_____ %	n-Гексан C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	_____ %
	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	_____ %	n-Гептан C <sub>7</sub> H <sub>18</sub>	_____ %
	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	_____ %	n-Октан C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	_____ %
	i-Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	_____ %	n-Нонан C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	_____ %
	n-Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	_____ %	n-Декал C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	_____ %
Для природного, попутного газа или смеси плотность при стандарт. усл. (20° С и 101,325 кПа-абс)*: _____ кг/м <sup>3</sup>				
Информация о процессе				
Измеряемый расход*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input checked="" type="checkbox"/> м <sup>3</sup> /ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м <sup>3</sup> /ч (приведенный к стандартным условиям) <input type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы
	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> кгс/см <sup>2</sup> <input type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> кПа
Давление избыточное*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> кгс/см <sup>2</sup> <input type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> кПа
Температура среды*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	° С
Плотность*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	кг/м <sup>3</sup>
Вязкость*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> сП <input type="checkbox"/> сСт
Информация о трубопроводе в месте установки расходомера				
Внутренний диаметр трубопровода (указать точно)*: _____ мм Толщина стенки: _____ мм Материал (марка стали): _____				
Ориентация трубопровода*: <input checked="" type="checkbox"/> горизонтальный; <input type="checkbox"/> вертикальный (направление потока: <input type="checkbox"/> вверх <input type="checkbox"/> вниз)				
Длины прямых участков трубопровода в месте установки: до расходомера _____ м; после расходомера _____ м				
Местные сопротивления до расходомера (одиночное колено, группа колен в одной плоскости /разных плоскостях, задвижка полнопроходная/неполнопроходная, сужение/расширение трубопровода) _____				
Требования к исполнению расходомера				
На выходе расходомера требуется получать расход в*:			<input type="checkbox"/> м <sup>3</sup> /ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м <sup>3</sup> /ч (приведенный к стандартным условиям) <input checked="" type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы	
Основная относительная погрешность измерения расхода не более _____, %				
Температура окружающей среды: от _____ до _____ °С				
Исполнение по взрывозащите: <input type="checkbox"/> без взрывозащиты <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь				
Эксплуатация расходомера: <input type="checkbox"/> отдельно <input type="checkbox"/> в составе узла учета (тип: <input type="checkbox"/> коммерческий <input checked="" type="checkbox"/> технологический)				
Желаемый монтаж преобразователя и первичного сенсора: <input type="checkbox"/> интегральный <input checked="" type="checkbox"/> удаленный (импульсные линии)				
Дополнительное оборудование, аксессуары, услуги				
<input type="checkbox"/> ЖК-индикатор			<input type="checkbox"/> встроенный <input checked="" type="checkbox"/> автономный цифровой индикатор	
<input type="checkbox"/> Вентильный блок			<input checked="" type="checkbox"/> трехвентильный <input type="checkbox"/> пятивентильный	
<input type="checkbox"/> Возможность монтажа/демонтажа без сброса давления в трубопроводе (при невозможности остановки тех. процесса)				
<input type="checkbox"/> Клеммный блок с защитой от переходных процессов				
<input type="checkbox"/> Импульсные линии _____ длина _____ мм			<input type="checkbox"/> под сварку <input type="checkbox"/> резьбовые	
<input type="checkbox"/> Коммуникационные средства			<input checked="" type="checkbox"/> HART-коммуникатор <input checked="" type="checkbox"/> ПО «Помощник инженера»	
<input type="checkbox"/> HART-конвертор 333 (3 дополнительных сигнала 4-20 мА)			<input checked="" type="checkbox"/> Wireless HART (беспровод.)	
<input type="checkbox"/> Другое (указать) _____			<input type="checkbox"/> шеф-надзор	

### 5.1.3 Выбор датчика давления

Выбор манометра проходил из следующих вариантов приборов: манометр для нефтяной промышленности MGS37 стандарта NACE, датчик давления ТЖИУ406-1Ex, United Electric Ex-120 и ОВЕН ПД100-ДИ115. В результате анализа был выбран первичный преобразователь давления ОВЕН ПД100-ДИ115 (Рисунок 12) от фирмы ОВЕН, потому что он имеет аналоговый выход 4-20 мА в отличие от United Electric Ex-120 и MGS37, подходит для работы с агрессивными нефтяными средами в нужном диапазоне температур.



Рисунок 10 – ОВЕН ПД100-ДИ115

Датчики серии ПД100-ДИ/ДВ/ДИВ-115-0,25/0,5-EXD предназначены для непрерывного преобразования избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления измеряемой среды в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА с взрывозащитой типа «Взрывонепроницаемая оболочка» 1Exd IIC T6Gb.

Технология «кремний-на-кремнии» (КНК), по которой выполнена данная модель, в настоящее время является наиболее перспективной технологией, т.к. предлагает наилучшее соотношение стоимость/качество преобразования. Технология основана на изготовлении сенсора из монокристалла кремния с нанесенным на него методом диффузии тензорезистивным мостом.



Достоинствами данной технологии являются высокая стабильность, низкий гистерезис, высокая перегрузочная способность и высокая чувствительность – соответственно, точность преобразования.

Датчики ПД100-ДИ/ДИВ/ДВ-115-0,25/0,5-EXD предназначены для систем автоматического регулирования и управления на взрывоопасных основных и вторичных производствах промышленности, требующих применения взрывозащищенного оборудования: газотранспортные и газораспределительные системы, нефтепромыслы, объекты транспортировки и переработки нефти, НПЗ, и т.п.

Основные характеристики

- ИЗМЕРЕНИЕ избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления нейтральных к нержавеющей стали AISI 316L(мембрана), AISI 304SS(штуцер) сред (природный газ, нефть, вода, слабо-агрессивные жидкости).
- ПРЕОБРАЗОВАНИЕ давления в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА.
- ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ измеряемого давления (ВПИ) – от 10 кПа до 10 (25\*) МПа.
- ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ – от 200% ВПИ и выше.
- КЛАСС ТОЧНОСТИ – 0,25; 0,5.
- ВЗРЫВОЗАЩИТА «ВЗРЫВОНЕПРОНИЦАЕМАЯ ОБОЛОЧКА» 1 EX D IIC T6 Gb.
- СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ корпуса преобразователя – IP65.
- ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТЬ удовлетворяют требованиям к оборудованию класса А по ГОСТ Р 51522.

Установочные и присоединительные размеры датчиков приведены на рисунке 11.

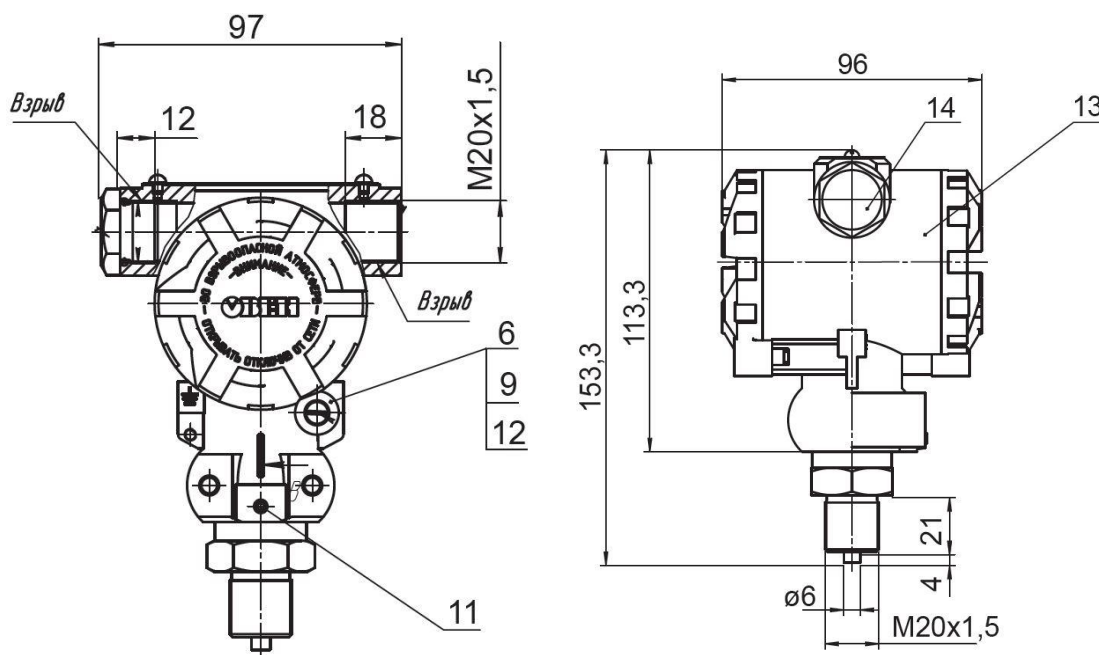


Рисунок 11 – Установочно присоединительные размеры

Схемы подключения приведены на рисунке 12.

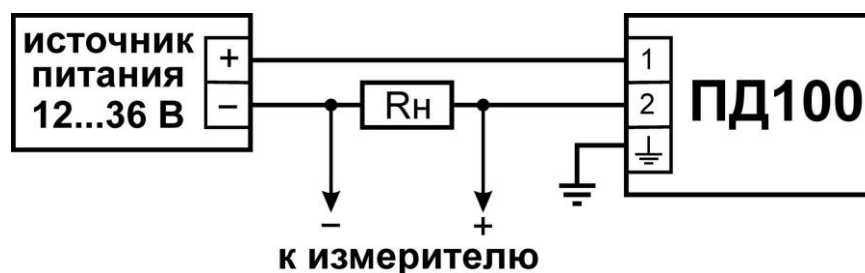


Рисунок 12 – Схемы подключения ОВЕН ПД100-ДИ115

#### 5.1.4 Выбор датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил из следующих вариантов приборов: Метран-288, Rosemount 648 и ДТП.И ОВЕН. Компания ОВЕН производит модели датчиков с встроенным программируемым нормирующим преобразователем НПТ-2, т.е. датчики с выходным сигналом тока 4...20 мА. В результате анализа был выбран ДТП.И ОВЕН (Рисунок 13), потому что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП, подходит для работы с агрессивными средами.



Рисунок 13 – ДТП.И ОВЕН

Данные датчики изготавливаются на базе производимых компанией ОВЕН термометров сопротивления предусмотрено 6 стандартных температурных диапазонов преобразования, а для термоэлектрических преобразователей – 4. При помощи преобразователя АС7 или НП-КП20 датчик можно подключить к ПК и настроить его на нужный диапазон преобразования.

Возможности.

Датчики с выходным сигналом 4...20мА позволяют:

- подключать отечественные датчиками температуры к контроллерам зарубежных производителей;
- увеличивать длину линии связи «измерительный прибор \ датчик температуры»;
- подключить к одному датчику несколько измерителей;
- снизить влияние помех на линию связи «прибор \ датчик».

Достоинства.

По сравнению с продуктами других заводов датчики ОВЕН имеет ряд достоинств:

- высокая точность;
- датчики ОВЕН внесены в реестр средств измерений РФ;

- высокая разрешающая способность. Дискретность выходного сигнала 4...20мА составляет не более 8мкА;
- высокая надежность. Датчики ОВЕН с выходным сигналом 4...20мА соответствует требованиям ГОСТ по электромагнитной совместимости с критерием качества функционирования А;
- высокая временная стабильность;
- широкий диапазон рабочих температур, окружающей среды: -40...+85°С.

Габаритные размеры приведены на рисунке 14.

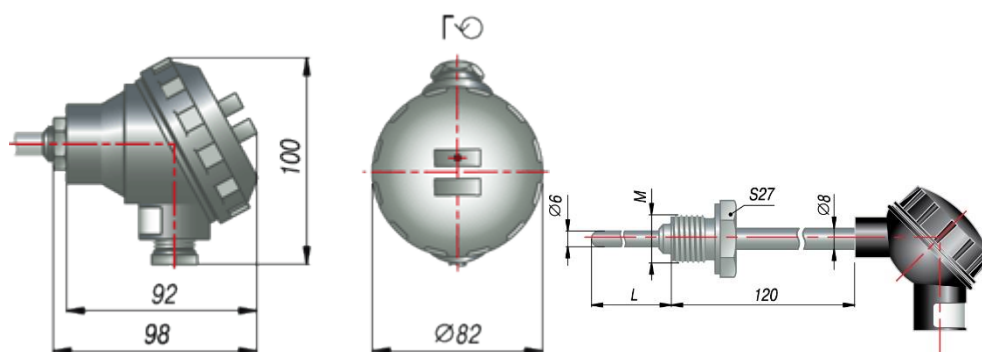


Рисунок 14 – Габаритные размеры датчика ДТП.И ОВЕН

Схемы подключения приведены на рисунке 15.

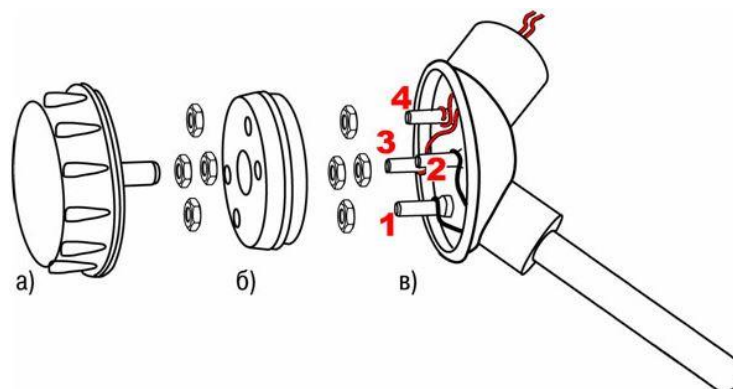


Рисунок 15 – схемы подключения датчика ДТП.И ОВЕН

Для подключения коммутационных проводов к датчику температуры с выходным сигналом 4...20мА необходимо:

- Открутить крышку датчика;
- Снять нормирующий преобразователь;
- К клеммам 3 и 4 подключить коммутационные провода. Провод подключенный к клемме 4 подключить к входу "-" (минус) измерительного прибора. Провод подключенный к клемме 3 подключить к минусу источника питания

(номинал 24В), плюс источника питания подключить к входу "+" измерительного прибора.

### 5.1.5 Выбор уровнемера

Выбор уровнемера проходил из следующих вариантов приборов: Rosemount 5300, емкостной уровнемер МПУ100 и поплавковый датчик уровня ПДУ-И. В результате анализа был выбран ПДУ-И компании ОВЕН (Рисунок 16), потому что он невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.), приспособлен к агрессивным средам, более дешевый.



Рисунок 16 – Уровнемер ОВЕН ПДУ-И

Датчики могут быть использованы в составе систем контроля и регулирования уровня жидкости (воды, водных растворов и иных жидких сред, в том числе и агрессивных, за исключением коррозионноактивных по отношению к материалу датчиков) в различных резервуарах. Датчики изготавливаются из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т и выпускаются в различных модификациях, отличающихся диапазоном измерения уровня (от 250 до 2000 мм).

Принцип работы поплавкового датчика уровня.

Магнитный поплавковый уровнемер конструктивно состоит из измерительного стержня и магнитного поплавка, перемещающегося вдоль стержня. Внутри стержня установлены герконы с шагом 1 геркон на 10 мм длины. При изменении вертикального положения поплавка вдоль чувствительного стержня

в результате подъема или спада уровня жидкости изменяется выходное сопротивление датчика, которое обрабатывается измерительной схемой и преобразуется в аналоговый токовый сигнал 4...20 мА. Таким образом, выходной сигнал аналогового уровнемера прямо пропорционален уровню жидкости. В качестве чувствительного элемента в датчиках используются магниточувствительные герконы в герметичных пластиковых корпусах.

Габаритные и установочные размеры показаны на рисунке 17.

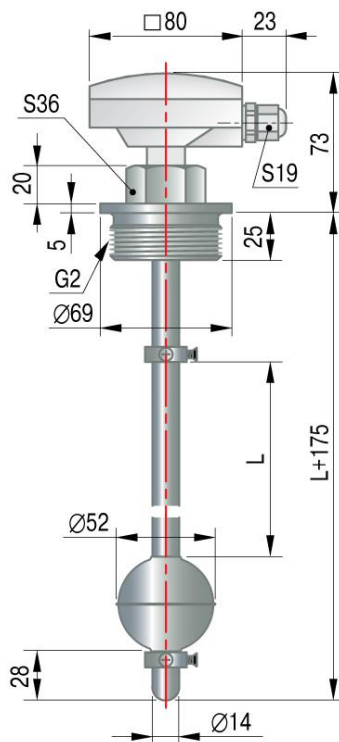


Рисунок 17 – Габаритно установочные размеры ПДУ-И ОВЕН

Схема подключения

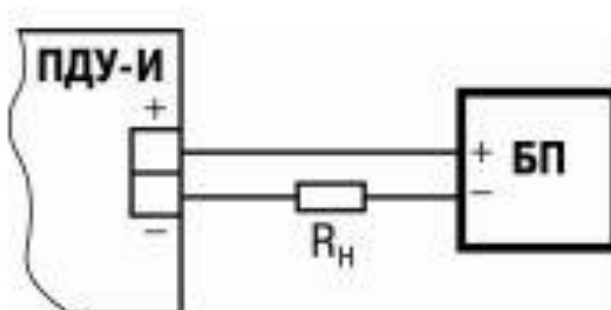


Рисунок 18 – Схема подключения датчика ПДУ-И ОВЕН

### 5.1.6 Выбор сигнализатора уровня

Для сигнализации уровня были рассмотрены следующие сигнализаторы уровня: Метран Rosemount 2120 и ОВЕН САУ-М6 (рисунок 19). В результате был выбран сигнализатор уровня ОВЕН САУ-М6, т.к. он значительно дешевле, и вполне удовлетворяет заданным условиям, подходит для агрессивных сред.



Рисунок 19 – ОВЕН САУ-М6

Сигнализатор уровня жидкости трехканальный ОВЕН САУ-М6 – предназначен для автоматизации технологических процессов, связанных с контролем и регулированием уровня жидкости.

САУ-М6 является функциональным аналогом приборов ESP-50 и РОС 301.

#### **Функциональные возможности сигнализатора уровня**

- Три независимых канала контроля уровня жидкости в резервуаре
- Возможность инверсии режима работы любого канала
- Подключение различных датчиков уровня – кондуктометрических, поплавковых
- Работа с различными по электропроводности жидкостями: дистиллированной, водопроводной, загрязненной водой, молоком и пищевыми продуктами (слабокислотными, щелочными и пр.)
- Защита кондуктометрических датчиков от осаждения солей на электродах благодаря питанию их переменным напряжением

Функциональная схема прибора изображена на рисунке 20.

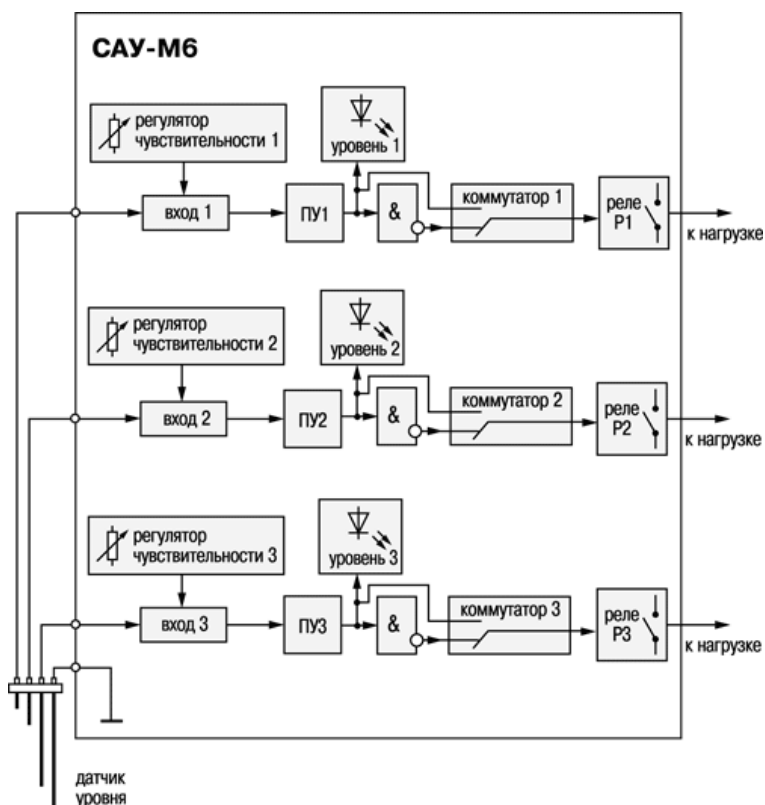


Рисунок 20 – Функциональная схема прибора САУ-М6

Кондуктометрические датчики уровня жидкости.

Контроль уровня осуществляется при помощи 4-х электродного кондуктометрического датчика, три сигнальных электрода которого расположены в резервуаре на заданных по условиям технологического процесса отметках: уровень 1, уровень 2, уровень 3 – и подключаются ко входам прибора 1–3. Питание датчика уровня осуществляется переменным напряжением.

Три независимых канала контроля

САУ-М6 включает в себя три независимых канала контроля, в состав каждого канала входят:

- вход для измерения сопротивления кондуктометрического датчика на переменном токе;
- регулятор чувствительности, позволяющий изменять чувствительность канала контроля уровня к электропроводности жидкости;



- пороговое устройство (ПУ), фиксирующее достижение рабочей жидкостью заданного уровня, а также формирующее сигналы управления выходным реле;
- коммутатор для переключения канала в инверсный режим работы;
- выходное реле для управления внешним оборудованием; срабатывание реле происходит при контакте соответствующего электрода с жидкостью.

### 5.1.7 Выбор влагомера

Выбор влагомера проходил из следующих вариантов датчиков: ВАД-40М, ВСН-2 и Agar OW-302. В результате анализа был выбран влагомер Agar OW-302 (Рисунок 21), потому что он рассчитан на большой диапазон температур рабочей среды, подходящий для работы электродегидратора, а также подходит для проведения измерений с электродегидратором сырой нефти. В отличие от приборов других компаний данный влагомер OW-302 является единственным, на точность показаний которого не влияют ни изменения свойств потока (соленость, плотность, вязкость, температура, скорости анализируемых составляющих), ни образующиеся пленки смол или парафина, выводящие из строя оптические приборы.



Рисунок 21 – Влагомер Agar OW-302

Влагомеры серии OW-302 являются анализаторами третьего поколения, которые позволяют определять небольшие концентрации воды в потоке нефти. Принцип работы основан на измерении комплексной диэлектрической проницаемости потока, в котором составляющие компоненты по-разному поглощают высокочастотное излучение.

Диэлектрическая проницаемость жидкости является уникальной монотонной функцией, которую прибор использует для расчета объемного содержания вода/нефть при небольших концентрациях воды в нефтяной дисперсионной фазе. Метод многоточечного измерения поглощения высокочастотной энергии позволяет исключить влияние солености воды и изменения состава углеводородов потока на результаты измерения, также прибор компенсирует влияние от изменения температуры. Высокочастотные токи проникают в среду, прибор оценивает величину затухания токов, а микропроцессорный блок устройства пересчитывает величину диэлектрической проницаемости в абсолютную влажность. [8]

Система OW-302 состоит из электронного датчика-зонда, электронного блока и вторичного прибора – системы обработки данных (DAS), которая может быть установлена дистанционно от датчика.

Прибор калибруется с помощью специальной программы, работающей в среде Windows. Эта же программа используется для поиска неисправностей, просмотра трендов (графиков данных) и сохранения информации. [7]

Таблица 3 – Основные характеристики OW-302

Температура окружающей среды	- 40 ... + 60 °C
Рабочая температура	– 0 ... + 232 °C
Питание	от 12 до 36 В ± 15% постоянного тока
Обводненность	0-10 %
Абсолютная погрешность	± 0.1 %
Выходные сигналы	4 - 20 мА 0 - 5, 0 - 30 В
Интерфейс для связи	RS-232/422/485

### 5.1.8 Выбор датчиков для трансформатора.

Для контроля параметров трансформатора возьмем универсальный прибор мониторинга параметров трансформатора ТМТ2-30 (Рисунок 22), в основные функции которого входят измерение и индикация температуры масла трансформатора, контроль тока в каждой из трех фаз, определение и контроль уровня заливки масла.



Рисунок 22 – ТМТ-30

Прибор формирует унифицированный сигнал 4-20 мА по величине температуры и уровня масла в трансформаторе, а также выдает по цифровому интерфейсу RS-485 в систему мониторинга все контролируемые параметры.

Постоянный ток генератора схемы опроса, протекая по термометру платиновому (датчику), создает на последнем падение напряжения. Это напряжение через схему опроса оказывается приложенным к одному из входов микроконтроллера, и по величине этого напряжения определяется температура масла. Время накопления информации при измерении напряжения составляет не менее 64 с. Результат измерений индицируется в градусах на дисплее в качестве параметра Тм - температуры масла. Измеренные значения Тм сравниваются с уставками, и по результатам сравнения микроконтроллер формирует сигналы управления на реле. [13]

Одновременно значения Тм передаются в виде ШИМ сигнала на формирователь, с выхода которого снимается токовый сигнал (4-20) мА, величина которого соответствует текущему значению температуры. Максимальные и

минимальные значения  $T_m$  с датой событий, сохраняются в памяти микроконтроллера и выдаются на дисплей по запросу пользователя (оператора).

Таблица 4 – Основные характеристики ТМТ2-30

Напряжение питания	120 - 340 В (постоянный ток)
Диапазон контролируемых температур	– 50 ... + 150 °С
Абсолютная погрешность температуры масла	± 3 °С
Температура окружающего воздуха	– 20 ... + 50 °С
Выходные сигналы	4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола
Интерфейс связи	RS-485

## 5.2 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации» [16].

Так как в ходе технологического процесса осуществляется фактически измерение давления, то, в связи с этим, осуществим нормирование погрешности канала измерений давления.

Требование к погрешности канала измерения согласно п. 1.5.3 настоящего ТЗ не более 0,0003 %.

Расчет допустимой погрешности измерений расходомера производится по формуле (5.1):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (5.1)$$

где  $\delta = 0,0003 \%$  - требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая преобразователем сигнала;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6, \delta_7$  – дополнительные погрешности, вносимые напряжением питания датчика, температурой окружающего воздуха, вибрациями и продолжительностью эксплуатации соответственно.

Погрешность передачи по каналу измерений в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_2 = \frac{0,0003 \cdot 38}{100} = 0,000114 \text{ \%}.$$

Погрешность, вносимая преобразователем сигнала в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_3 = \frac{0,0003 \cdot 16}{100} = 0,000048 \text{ \%}.$$

При расчете также учитываются дополнительные погрешности, вызываемые влиянием:

- напряжения питания;
- температуры окружающего воздуха;
- вибрации;
- продолжительности эксплуатации.

Дополнительная погрешность, вносимая влиянием напряжения питания, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_4 = \frac{0,0003 \cdot 5}{100} = 0,000015 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вносимая влиянием температуры окружающего воздуха, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_5 = \frac{0,0003 \cdot 9}{100} = 0,000027 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вносимая вибрацией, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_6 = \frac{0,0003 \cdot 5}{100} = 0,000015 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вносимая продолжительностью эксплуатации, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_7 = \frac{0,0003 \cdot 26}{100} = 0,000078 \text{ \%}.$$

Таким образом, подставив в формулу (5.1) полученные значения, рассчитаем допустимую основную погрешность датчика давления:

$$\delta_1 = 0,00026\%.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика давления устройства не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

## **6 РАЗРАБОТКА СХЕМ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК**

Схемы соединений и подключений внешних проводок разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 21.408-2013 [14]. Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер ОВЕН ПДУ.И, расположенный на электродегидраторе, сигнализаторы уровня ОВЕН САУ-М6, расположенные на электродегидраторе, датчик температуры ОВЕН ДТП.И-К на трансформаторе, датчики давления ОВЕН ПД.И ДИ115.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

Схемы соединений и подключений внешних проводок приведены в приложении Д.

## **7 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ**

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/остановка технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма пуска/остановка и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

### **7.1 Алгоритм сбора данных**

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления в электродегидраторе представлен на рисунке 23.



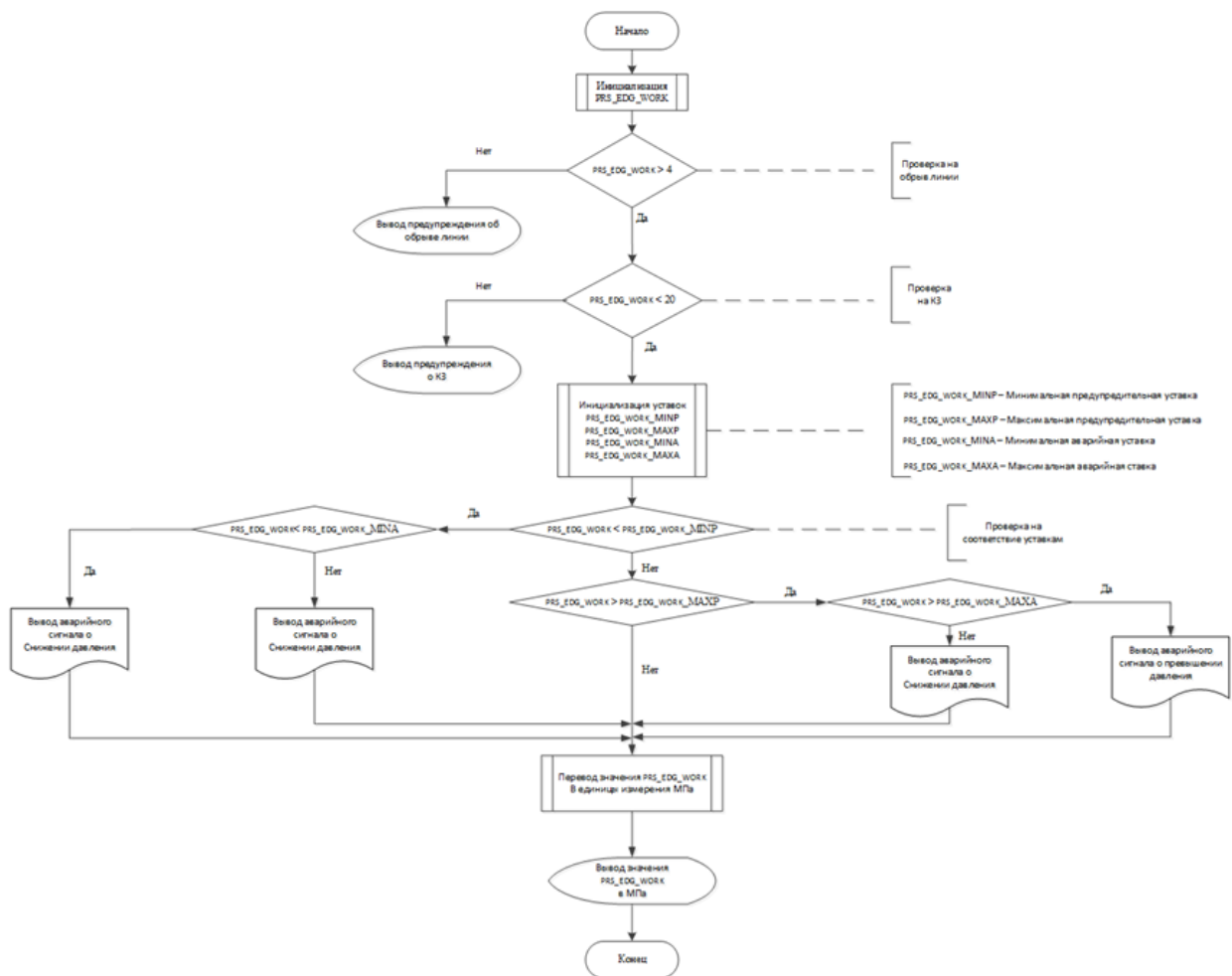


Рисунок 23 – Алгоритм сбора данных

## 7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе работы электродегидратора, необходимо поддерживать уровень раздела фаз в электродегидраторе, чтобы он не превышал заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем уровень раздела. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм каскадного ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующий орган, объект управления.

Объектом управления является электродегидратор. С панели оператора задается уровень, который необходимо поддерживать в электродегидраторе. Далее это давление приводится к унифицированному токовому сигналу 4-20 мА и подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика давления, происходит сравнение значений, и формируется выходной, который подается на ПИД регулятор.

Передаточная функция объекта управления равна:

$$W(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(s)} = \frac{1}{Ts + 1} e^{-\tau_0 s},$$

где  $Q_k(s)$  – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(s)$  – измеряемый объемный расход жидкости;

$\tau_0$  – запаздывание;

$T$  – постоянная времени.

Постоянная времени объекта и запаздывание находятся по следующим формулам:

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{8}.$$

$L$  – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

$f$  – площадь сечения трубы;

$\rho$  – плотность жидкости;

$\Delta p$  – перепад давления на трубопроводе;

$d$  – диаметр трубы.

Преобразуем представленные выше формулы:

$$T = \frac{2Lf}{Q} \cdot \left( \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} \right)^2 = \frac{LQ}{f} \cdot \frac{\rho}{\Delta p}, \tau_0 = \frac{L}{Q} \cdot \frac{\pi r^2}{2}.$$

Характеристики объекта управления приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики объекта управления

Параметр	Количество
Плотность нефти	838 кг/м <sup>3</sup>
Объемный расход жидкости	480 м <sup>3</sup> /ч
Длина участка трубопровода	5 м
Диаметр трубы	200 мм
Перепад давления на трубопроводе	1 МПа

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$T = \frac{LQ}{f} \cdot \frac{\rho}{\Delta p} = \frac{5 \cdot \frac{480}{3600}}{\frac{3.14 \cdot 0.2^2}{8}} \cdot \frac{838}{101971} = 0.35 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{L}{Q} \cdot \frac{\pi d^2}{8} = \frac{5}{\frac{480}{3600}} \cdot \frac{3.14 \cdot 0.2^2}{8} = 0.59 \text{ с},$$

$$W(s) = \frac{1}{Ts + 1} e^{-\tau_0 s} = \frac{1}{0.35s + 1} e^{-0.59s}.$$

Регулирующая задвижка описывается интегральным звеном:

$$W_3(p) = \frac{1}{J_3 \cdot p},$$

$$J_3 = 0,5 \cdot \rho \cdot L \cdot f \cdot r^2$$

Передаточная функция будет выглядеть следующим образом:

$$W_3(p) = \frac{1}{0,419 \cdot p},$$

Исполнительный электропривод в упрощенном виде может быть представлен с помощью апериодического звена первого порядка:

$$W_{дв}(p) = \frac{K_{дв}}{T_{дв} \cdot p + 1},$$

$$T_{дв} = \frac{\omega_n J}{M_k}, \quad K_{дв} = \frac{\omega_n}{f_{max}}$$

Таблица 5 – Характеристики частотного преобразователя

$\rho, \text{ кг/м}^3$	890
$L, \text{ м}$	3
$\omega_{\text{н}}, \text{ рад/с}$	1000
$M_{\text{к}}, \text{ Н}\cdot\text{м}$	60
$J, \text{ кг}\cdot\text{м}^2$	0,45
$I_{\text{max}}, \text{ МА}$ (максимальный ток управляющего сигнала ЧП)	20

Значения параметров взяты из паспортов изделий [3]. Полученная передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{\text{дв}}(p) = \frac{K_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot p + 1} = \frac{3,14}{1,18 \cdot p + 1}$$

Как и электропривод, частотный преобразователь в упрощенном виде определяется апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{\text{чп}}(p) = \frac{K_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}} \cdot p + 1},$$

$$T_{\text{чп}} = \frac{T_{\text{дв}}}{3}, K_{\text{чп}} = \frac{f_{\text{max}}}{I_{\text{max}}}.$$

В соответствии с данными таблицы 5, передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{\text{чп}}(p) = \frac{2,5}{0,393 \cdot p + 1}.$$

ПИД-регулятор описывается известной передаточной функцией:

$$W_{\text{пид}}(p) = K + \frac{1}{T_i \cdot p} + T_d \cdot p.$$

Модель показана на рисунке 24.

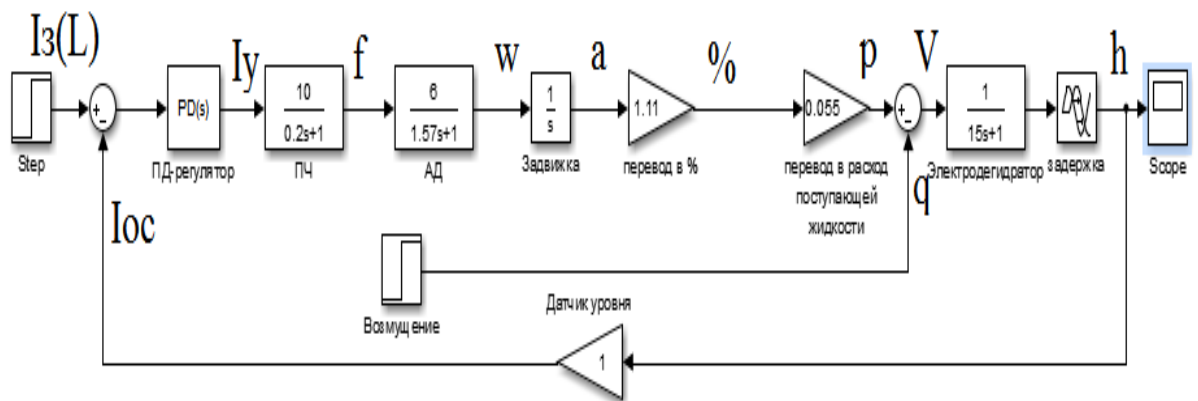


Рисунок 24 – Модель САР

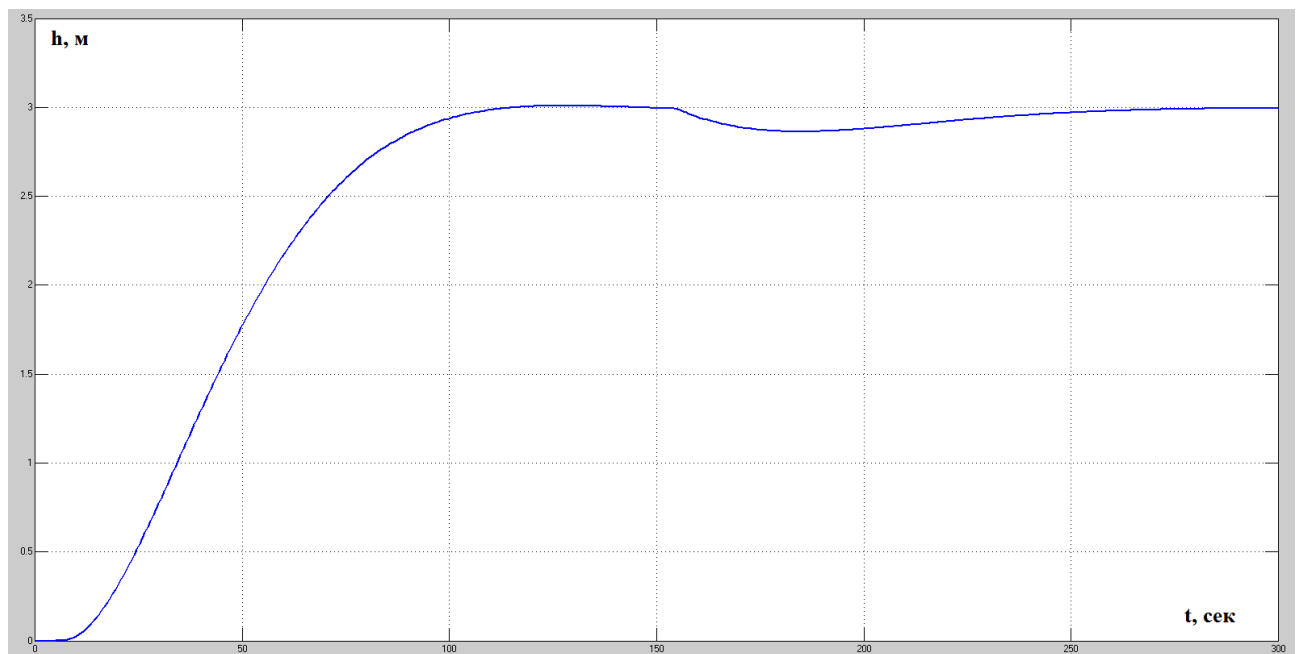


Рисунок 25 – График переходного процесса

Из данного графика видно, что процесс монотонный. Время переходного процесса примерно 25 сек. Ошибка перерегулирования равна нулю. На 38 секунде введено возмущающее воздействие. Как видно система с ним справляется.

## 8. ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ АС ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА

Управление в АС Электродегидратора реализовано с использованием SCADA-системы Trace Mode 6.09 компании Adastr. Эта SCADA-система пред-

назначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Trace Mode 6.09 обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

Помимо обязательных для любой SCADA системы функций TRACE MODE 6 имеет ряд особенностей, которые выделяют ее из общей массы аналогичных программных продуктов класса SCADA/HMI.

Прежде всего, это единая интегрированная среда разработки, объединяющая в себе более 10 различных редакторов проекта АСУ ТП и АСУП. Функции SCADA/HMI в TRACE MODE 6 так органично слиты с SOFTLOGIC системой программирования контроллеров и экономическими модулями T-FACTORY (MES-EAM-HRM), что зачастую трудно провести между ними четкую грань.

Для программирования алгоритмов управления технологическими процессами в SCADA системе TRACE MODE 6 поддержаны все 5 языков международного стандарта IEC 61131-3 (визуальные и процедурные языки), снабженные средствами отладки. Такой широкий диапазон средств программирования позволяет специалисту любого профиля выбрать для себя наиболее подходящий инструмент реализации любых задач АСУ ТП и АСУП.

SCADA TRACE MODE 6 обладает собственной высокопроизводительной промышленной СУБД реального времени SIAD/SQL 6 оптимизированной на быстрое сохранение данных. Архивные данные SIAD/SQL 6 не только быстро сохраняются, но и подвергаются статистической обработке в реальном

времени, а также могут отображаться на мнемосхемах SCADA и использоваться в программах наравне с данными реального времени. SCADA также имеет встроенный генератор отчетов.

Особое внимание в SCADA TRACE MODE 6 уделено возможностям интеграции с базами данных и другими приложениями. Поэтому в эту SCADA встроена поддержка наиболее популярных программных интерфейсов: ODBC, OPC, DDE. Для облегчения настройки взаимодействия с внешними базами данных в интегрированную среду разработки TRACE MODE встроен редактор SQL-запросов. Кроме того, существует возможность подключения компонентов ActiveX, что свидетельствует о высокой степени открытости SCADA-системы TRACE MODE 6.

TRACE MODE является SCADA/HMI системой, система разработки и технической поддержки которой сертифицирована на соответствие ISO 9001:2000. [15]

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т31	Анисимов Максим

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение назначения объекта и определение целевого рынка
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование этапов работ, составление графика работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности проекта

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Оценка конкурентоспособности технических решений
- График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т31	Анисимов Максим		



## **9. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности**

### **9.1 Анализ конкурентных технических решений**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В таблице 6 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок), где  $B_{k1}$  – «Элком»,  $B_{k2}$  – «ТомскНИ-Пинефть».

Таблица 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,04	5	1	4	0,2	0,04	0,16
Удобство в эксплуатации	0,05	3	2	4	0,15	0,1	0,2
Помехоустойчивость	0,06	2	3	2	0,12	0,18	0,12
Энергоэкономичность	0,08	3	4	2	0,24	0,32	0,16
Надежность	0,12	5	2	5	0,6	0,24	0,6
Уровень шума	0,04	2	2	2	0,08	0,08	0,08
Безопасность	0,12	5	3	5	0,6	0,36	0,6
Потребность в ресурсах памяти	0,04	2	5	3	0,08	0,2	0,12
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,02	2	2	1	0,04	0,04	0,02
Простота эксплуатации	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	4	0	4	0,24	0	0,24
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,03	5	0	5	0,15	0	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,02	2	1	3	0,04	0,02	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,02	1	5	3	0,02	0,1	0,06
Цена	0,05	3	5	1	0,15	0,25	0,05
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Послепродажное обслуживание	0,06	5	3	3	0,3	0,18	0,18
Финансирование научной разработки	0,02	2	1	1	0,04	0,02	0,02
Срок выхода на рынок	0,03	2	4	5	0,06	0,12	0,15
Наличие сертификации разработки	0,03	1	3	5	0,03	0,09	0,15
Итого:	1	63	52	67	3,64	2,67	3,61

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: повышение производительности, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации.

## **9.2 Планирование научно-исследовательских работ**

### **9.2.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 6.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

<b>Основные этапы</b>	<b>№ раб</b>	<b>Содержание работ</b>	<b>Должность исполнителя</b>
Постановка целей и задач, получение исходных данных	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель, инженер

Выбор направления исследований	3	Проведение патентных исследований	Научный руководитель, инженер
	4	Разработка календарного плана	Научный руководитель, инженер
Проектирование автоматизированной системы	5	Описание технологического процесса	Научный руководитель, инженер
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Инженер
	7	Выбор архитектуры АС	Научный руководитель, инженер
	8	Разработка структурной схемы АС	Научный руководитель, инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков АС	Инженер
	10	Выбор средств реализации АС	Инженер
	11	Разработка схемы соединения внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритма управления АС	Научный руководитель, инженер
	13	Разработка экранных форм АС	Научный руководитель, инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета, по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Оформление расчетно-пояснительной записки	Инженер

### 9.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

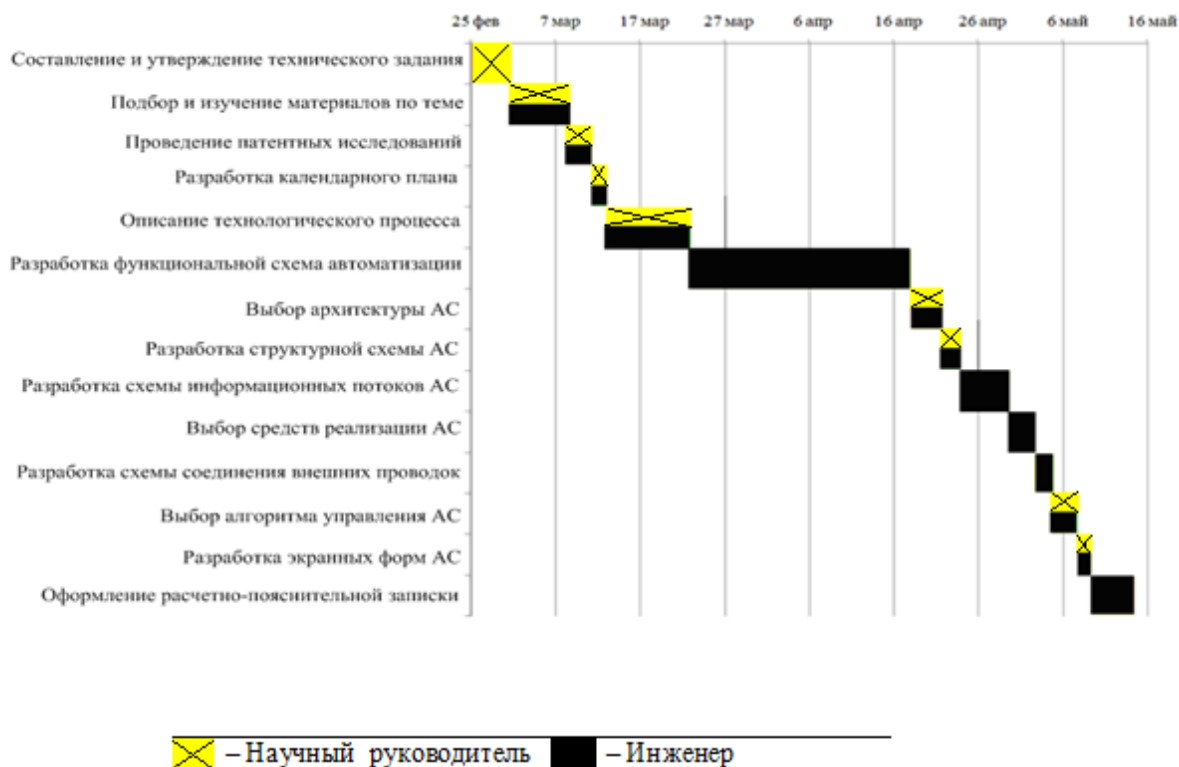
В таблице 8 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 8 – Временные показатели проведения работ

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность работ, чел/дн			
					$T_{Pi}$		$T_K$	
		$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
Составление и утверждение технического задания	НР	3	5	3,8	3,8	—	5	—
Подбор и изучение материалов по теме	НР, И	10	13	11,2	5,6	5,6	7	7
Проведение патентных исследований	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	3	3
Разработка календарного плана	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	2	2
Описание технологического процесса	НР, И	15	18	16,2	8,1	8,1	10	10
Разработка функциональной схема автоматизации	И	20	24	21,6	—	21,6	—	26
Выбор архитектуры АС	НР, И	5	7	5,8	2,9	2,9	4	4
Разработка структурной схемы АС	НР, И	3	5	3,8	1,9	1,9	3	3
Разработка схемы информационных потоков АС	И	4	6	4,8	—	4,8	—	3
Выбор средств реализации АС	И	2	3	2,4	—	2,4	—	3
Разработка схемы соединения внешних проводок	И	1	3	1,8	—	1,8	—	2
Выбор алгоритма управления АС	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	3	3
Разработка экранных форм АС	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	2	2
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	3	6	4,2	—	4,2	—	5
Итого					29,9	60,9	39	76

На основе таблицы 8 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 9 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 9 – План-график



## 9.3 Бюджет научно-технического исследования

### 9.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 10 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
Контроллер "ПЛК ОВЕН 100"	шт.	2	12862	32155
Расходомер "Метран-350"	шт.	2	29000	66700
Датчики давления "ОВЕН ПД100-ДИ115"	шт.	4	11151	51294,6
Датчик температуры "ДТП.И ОВЕН"	шт.	1	1946	2237,9
Уровнемер "ПДУ-И ОВЕН"	шт.	1	14986	17233,9
Сигнализатор уровня "ОВЕН САУ-М6"	шт.	3	3304	11398,8
Влагомер Agar OW-302	шт.	3	6200	21390
Прибор мониторинга параметров трансформатора TMT2-30	шт.	2	39220	90206
Клапан регулирующий VFM2	шт.	5	71250	427500
Прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5	шт.	5	35500	221875
Итого:				941991,2

### 9.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы ОВЕН. В таблице 11 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 11 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
Trace Mode	1	42000	42000
итого:			42000

### 9.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая

ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.  
Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}}$$

Где  $З_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $М = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

При расчете заработной платы приняты оклады инженера и руководителя согласно окладам ООО «Томь-ЛТД».

Оклад инженера составляет 20 000 руб.

Оклад руководителя составляет 25 000 руб.

На предприятии действует районный коэффициент 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 12.

Таблица 12 – основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб.	Районный коэффициент, %	Месячный должностной оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата руб/день	Продолжительность работ, дней	Заработная плата основная, руб
Руководитель	25000	30	32500	1473,68	29,9	44063,16
Инженер	20000	30	26000	1178,95	60,9	71797,89
Итого:						115861,05

#### 9.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.



Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн},$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30%.

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	44063,16
Инженер	71797,89
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00
Итого:	34758,32

### 9.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (941991,2 + 42000 + 11581,65 + 34758,32) \cdot 0,15 = 154216,77 \text{ руб.}$$

Где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### 9.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 14.

Таблица 14 – расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	941991,2
2. Затраты на специальное оборудование	42000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	115861,05
4. Отчисления во внебюджетные фонды	34758,32
5. Накладные расходы	154216,77
<b>6. Бюджет затрат НТИ</b>	<b>1288827,34</b>

#### 9.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где  $I_{финр}^{исп.i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$\Phi_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{1288827,34}{1500000} = 0,86;$$

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией ООО «ЭЛЕСИ». Система АСУ ТП разработана на базе оборудования ЭЛЕСИ и Сапфир;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ООО «Микран». Система АСУ ТП разработана на базе промышленного оборудования Kold.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Смета бюджетов для рассмотренных аналогов

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат	1288827,34	1350000	1500000

Для аналогов соответственно:

$$I_{финал}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{1350000}{1500000} = 0,9; I_{финал}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{1500000}{1500000} = 1;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1.Повышение роста производительности труда пользователя	0,25	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	5
3. Надёжность	0,25	4	4	4
4. Экономичность	0,25	5	4	4
5. Помехоустойчивость	0,1	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,4	4,15

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 = 4,7;$$

$$\text{Аналог 1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 = 4,1;$$

$$\text{Аналог 2} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 = 4,7.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{финр}}^p$ ) и аналога ( $I_{\text{фина}i}^{ai}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}; I_{\text{фина}i}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{фина}i}^{ai}};$$

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,7}{0,86} = 5,465; I_{\text{фина}1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{фина}1}^{a1}} = \frac{4,1}{0,9} = 4,56; I_{\text{фина}2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{фина}2}^{a2}} = \frac{4,7}{1} = 4,7.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}}$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,86	0,9	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,1	4,7
3	Интегральный показатель эффективности	5,465	4,56	4,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	–	1,19	1,16

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Анализ оборудования автоматизированной системы</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Описание надежности и безопасности задвижек</li> <li>2. Описание датчиков и повышение надежности системы</li> </ol>
<i>Связь контроллера и оператора</i>	1. Защита данных от ошибок Проверка контрольных сумм.
<i>Интерфейсы оператора</i>	1. Удобство использования мнемосхемы для управления технологическими параметрами

**Перечень графического материала:**

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	<i>Мнемосхема</i>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Невский Егор Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата

## **10. Социальная ответственность**

### **Введение**

Одной из важнейших задач по сохранению производительности труда и экономической эффективности производства является организация и улучшение условий труда на рабочем месте. Необходимые показатели в этой области достигаются соблюдением законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Строгое выполнение норм техники безопасности обеспечивает защиту сотрудника от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на работе. Безопасность жизнедеятельность на производстве была создана, чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем месте, и не навредить деятельности и здоровью человека.

## 10.1. Контроллер

В ВКР используется контроллер ОВЕН.

Программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК 150 предназначен:

- Для создания систем управления малыми и средними объектами
- Построение систем диспетчеризации
- Построение системы управления и диспетчеризации на базе ОВЕН ПЛК возможно как с помощью проводных средств – используя встроенные интерфейсы Ethernet, RS-232, RS-485.

Технические характеристики:

Среда программирования CedeSys

Встроенные интерфейсы Ethernet 10/100 Mbps, RS-485, RS-232, USB Device.

Поддержка протоколов ОВЕН, Modbus RTU, Modbus ASCII, DCON, Modbus TCP, GateWay. Возможна поддержка нестандартных протоколов.

Все дискретные входы (10 кГц) могут функционировать в режиме импульсного счетчика, триггера или энкодера (для энкодера частота до 1 кГц).

Дискретные выходы могут быть настроены на генерацию ШИМ-сигнала с высокой точностью.

Возможность расширения путем подключения модулей ввода/вывода.

Встроенные часы реального времени.

Встроенный аккумулятор источник резервного питания.

Интерфейсы связи Ethernet, RS-232, RS-485.

Функций и характеристик контроллера достаточно для управления объектом.

Встроенные функции диагностики позволяют сделать систему устойчивой и надежной.



## 10.2. Датчики

### Расходомер

Для измерения расхода будем использовать расходомер Метран-350 на базе ОНТ Annubar.

Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки Annubar предназначены для измерения расхода жидкости, газа, пара в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах технологического и коммерческого учета. Основные преимущества:

- интегральная конструкция расходомера исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды;

- низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращают затраты на электроэнергию;

- многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового расхода жидкости, пара, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

- установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы;

Таблица 18 – Технические характеристики расходомера

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	-40...232°C (интегральный монтаж датчика); -100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 50...2400
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%
Температура окружающего воздуха	-40...85°C – без ЖК-индикатора

Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км
Время наработки на отказ	250 000 ч

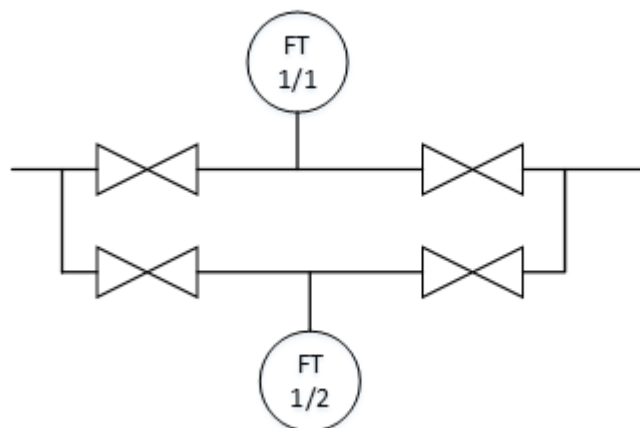


Рисунок 24 – Датчик расхода

### Выбор датчика давления

В результате анализа был выбран первичный преобразователь давления ОВЕН ПД100-ДИ115 от фирмы ОВЕН, потому что он имеет аналоговый выход 4-20 мА в отличие от United Electric Ex-120 и MGS37, подходит для работы с агрессивными нефтяными средами в нужном диапазоне температур.

Датчики серии ПД100-ДИ/ДВ/ДИВ-115-0,25/0,5-EXD предназначены для непрерывного преобразования избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления измеряемой среды в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА с взрывозащитой типа «Взрывонепроницаемая оболочка» 1Exd IIC T6Gb.

### Основные характеристики

- ИЗМЕРЕНИЕ избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления нейтральных к нержавеющей стали AISI 316L(мембрана), AISI 304SS(штуцер) сред (природный газ, нефть, вода, слабоагрессивные жидкости).
- ПРЕОБРАЗОВАНИЕ давления в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА.

- ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ измеряемого давления (ВПИ) – от 10 кПа до 10 (25\*) МПа.
- ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ – от 200% ВПИ и выше.
- КЛАСС ТОЧНОСТИ – 0,25; 0,5.
- ВЗРЫВОЗАЩИТА «ВЗРЫВОНЕПРОНИЦАЕМАЯ ОБОЛОЧКА» 1 EX D IIC T6 Gb.
- СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ корпуса преобразователя – IP65.
- ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТЬ удовлетворяют требованиям к оборудованию класса А по ГОСТ Р 51522.

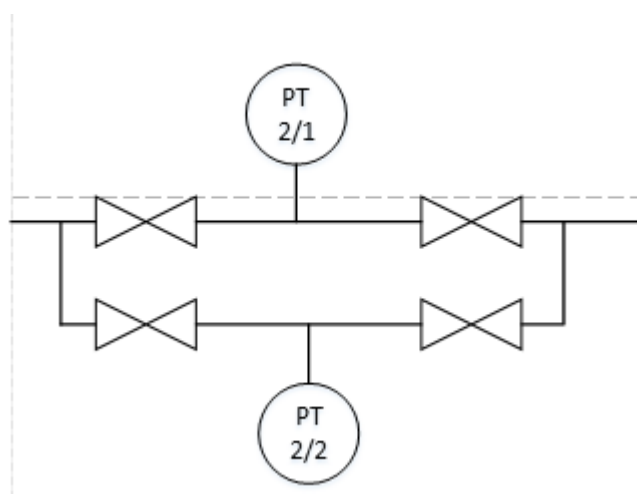


Рисунок 25 – Резервирование датчика

### Датчик температуры

В результате анализа был выбран ДТП.И ОВЕН, потому что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП, подходит для работы с агрессивными средами.

Возможности.

Датчики с выходным сигналом 4...20мА позволяют:

- подключать отечественные датчиками температуры к контроллерам зарубежных производителей;
- увеличивать длину линии связи «измерительный прибор \ датчик температуры»;
- подключить к одному датчику несколько измерителей;
- снизить влияние помех на линию связи «прибор \ датчик».

Достоинства.

По сравнению с продуктами других заводов датчики ОВЕН имеет ряд достоинств:

- высокая точность;
- датчики ОВЕН внесены в реестр средств измерений РФ;
- высокая разрешающая способность. Дискретность выходного сигнала 4...20мА составляет не более 8мкА;
- высокая надежность. Датчики ОВЕН с выходным сигналом 4...20мА соответствует требованиям ГОСТ по электромагнитной совместимости с критерием качества функционирования А;
- высокая временная стабильность;
- широкий диапазон рабочих температур, окружающий среды: -40...+85°С.

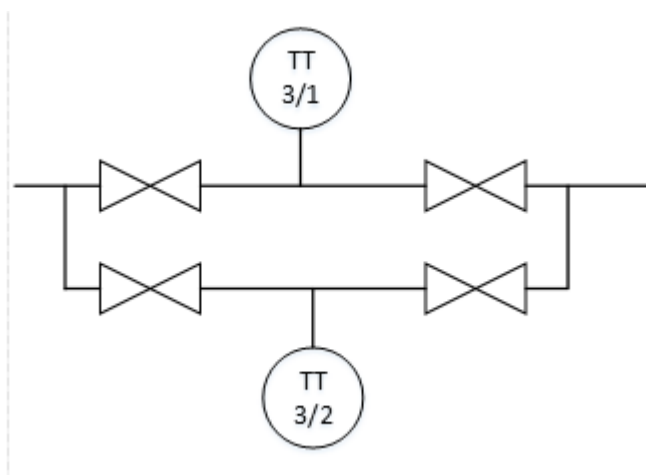


Рисунок 26 – Резервирование датчика температуры

### 10.3. Связь контроллера и оператора

Связь контроллера с компьютером идет по протоколу Modbus RTU с интерфейсом RS-485. Для защиты информации используется опрос проверки контрольной суммы.

Контрольная сумма (хеш) — определенное значение рассчитанное для данных с помощью известных алгоритмов. Предназначается для проверки целостности данных при передаче.

В ВКР используется циклический избыточный код CR8. Применяется для проверки целостности передачи данных. Программы-архиваторы включают

CRC исходных данных в созданный архив для того, чтобы получающий мог удостовериться в корректности полученных данных. Такая контрольная сумма проста в реализации и обеспечивает низкую вероятность возникновения коллизий.

#### 10.4. Интерфейсы

На панели оператора отображаются технологические параметры электродегидратора. Аварийные сигналы и особо важные технологические параметры подсвечены красным цветом. В случае срабатывания идет световая индикация в виде мигания и выводится сообщение об аварии. Расположение кнопок удобное, разбито по подгруппам.

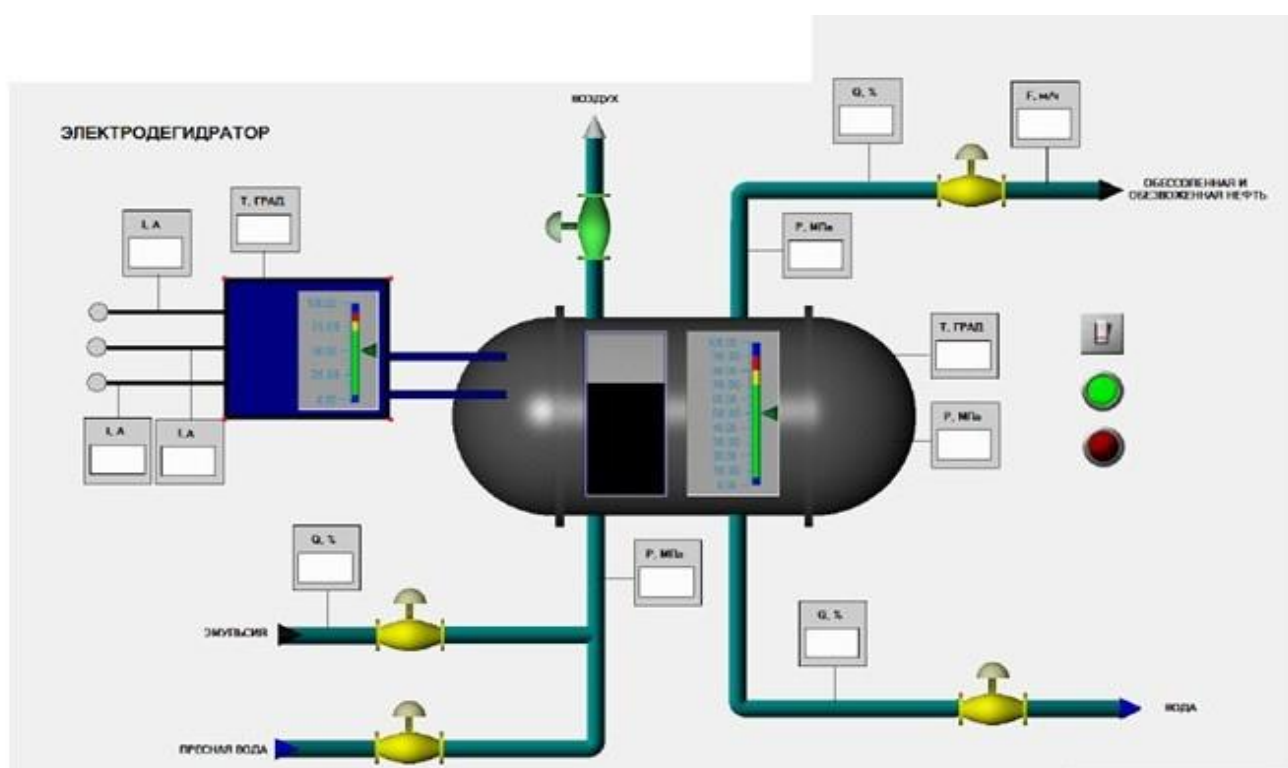


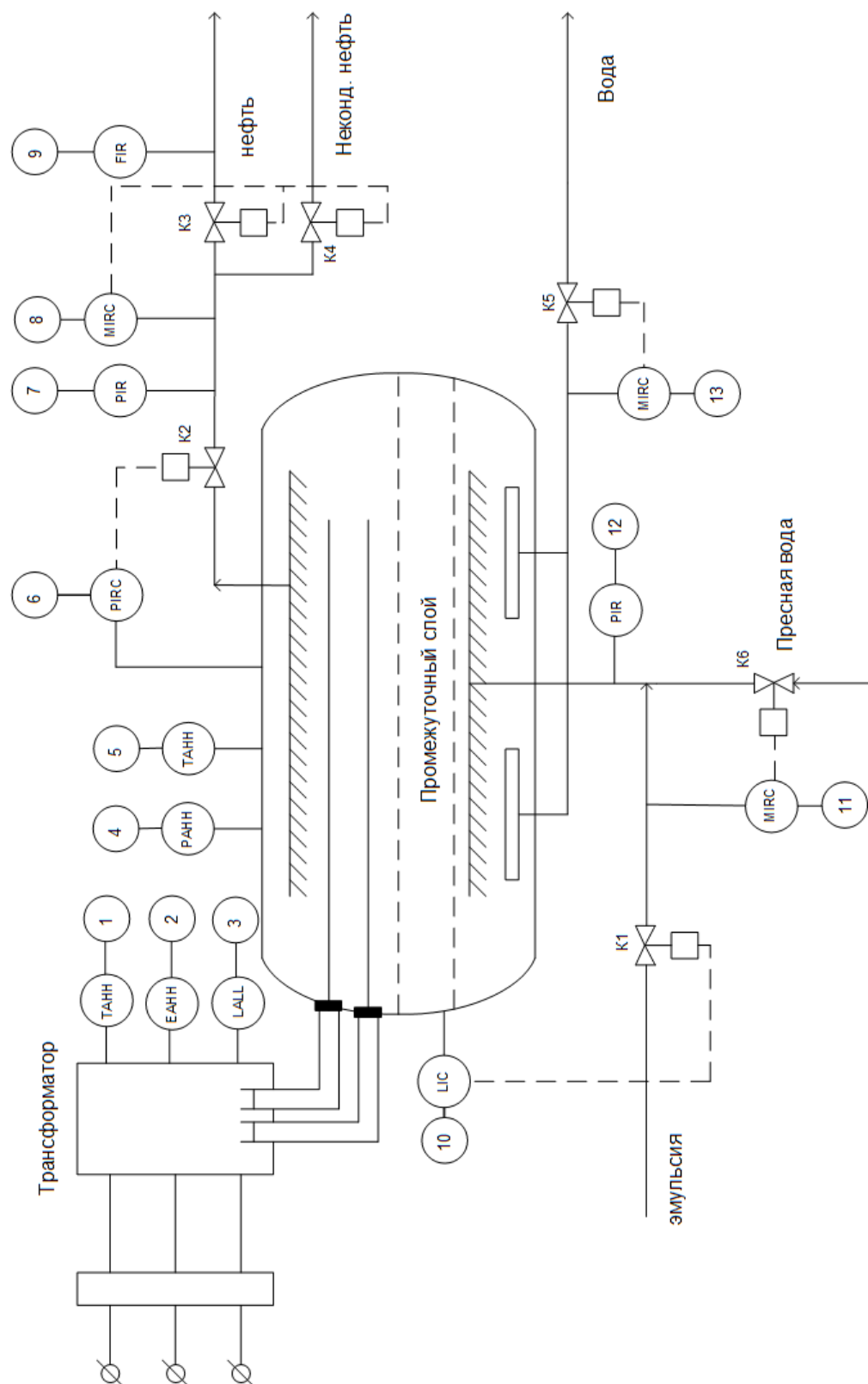
Рисунок 27 – Мнемосхема

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.— 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». — 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. — 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. — К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. — 311с.
8. Спецификация влагомера Agar OW-302. URRL: [http://www.agar.ru/technology/ow\\_300.php](http://www.agar.ru/technology/ow_300.php)
9. Спецификация датчика давления Rosemount 3051. URRL: [http://www.metrans.ru/netcat\\_files/972/940/Rosemount\\_3051.pdf](http://www.metrans.ru/netcat_files/972/940/Rosemount_3051.pdf)
10. Спецификация уровнемера Rosemount 5300. URRL: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00809-0107-4530.pdf>
11. Спецификация датчика расхода Rosemount 8700. URRL: [http://www.metrans.ru/netcat\\_files/999/969/Rosemount\\_8700.pdf](http://www.metrans.ru/netcat_files/999/969/Rosemount_8700.pdf)

12. Спецификация датчика температуры Метран-288. URL: [http://www.metran.ru/netcat\\_files/1021/991/Metran\\_281\\_\\_\\_\\_286\\_\\_\\_\\_288.pdf](http://www.metran.ru/netcat_files/1021/991/Metran_281____286____288.pdf)
13. Спецификация прибора мониторинга параметров трансформаторов. URL: <http://www.mironomika.ru/catalog/1/48>
14. Спецификация регулирующего клапана Fisher с приводом GX. URL: [http://www.metran.ru/netcat\\_files/941/908/Fisher\\_Reguliruyuschiy\\_kla-pan\\_i\\_privod\\_GX.pdf](http://www.metran.ru/netcat_files/941/908/Fisher_Reguliruyuschiy_kla-pan_i_privod_GX.pdf)
15. SCADA системы TRACE MODE. URL: <http://www.adastra.ru/>
16. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
22. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
23. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.
24. СНиП 2.11.03–93 “Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы”.
25. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

## Приложение А. Функциональная схема автоматизации





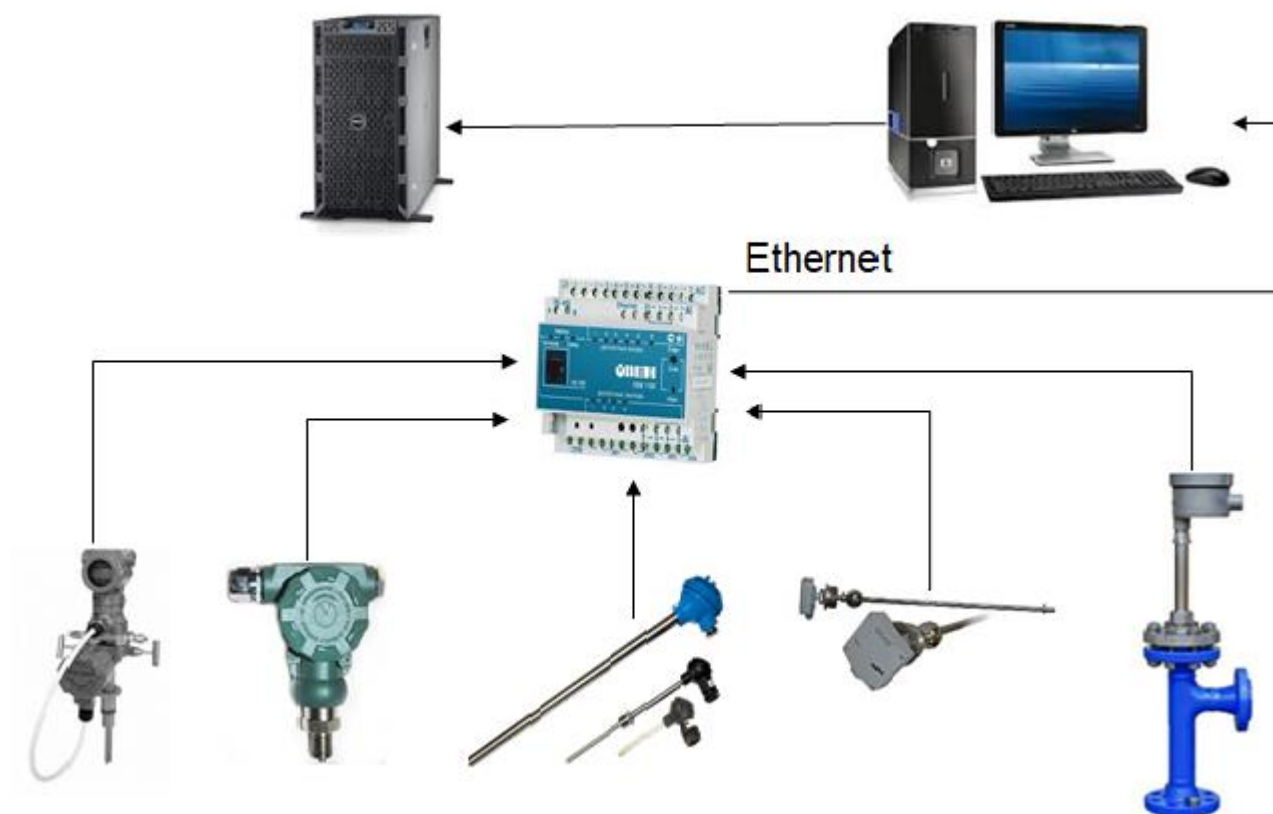
## Приложение Б.

### Перечень вход выходных сигналов

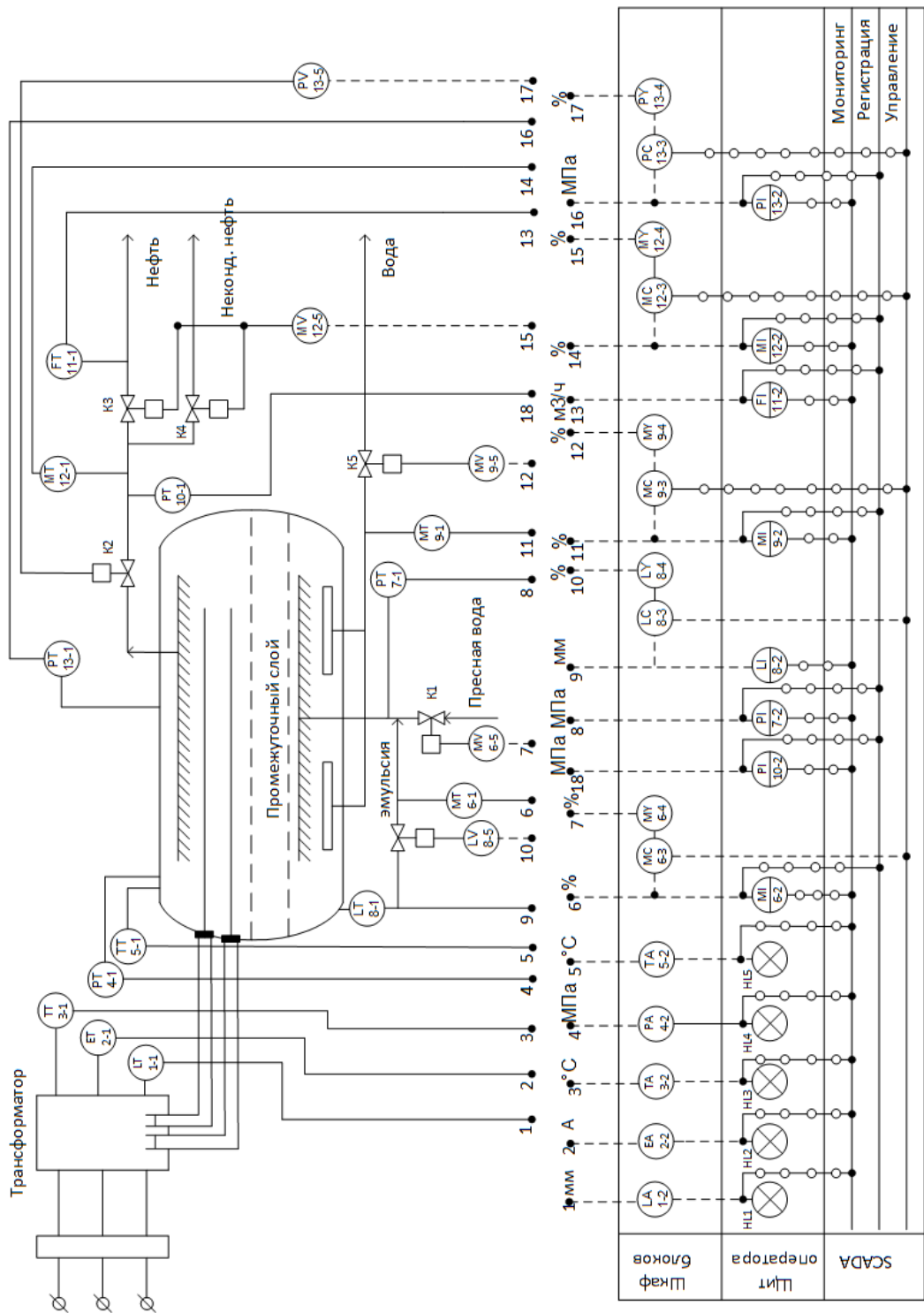
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Тип сигнала	Диапазон измерения	Единицы измерения	Технологические уставки			
					предупредительные		аварийные	
					min	max	min	max
Уровень раздела фаз в электродегидраторе	LEV_EDG_WORK_PHASE	4 – 20 мА	0 – 1,3	м	–	–	–	–
Давление нефтяной эмульсии на входе в ЭГ	PRS_PPI_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1,7	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления входящей нефтяной эмульсии в ЭГ	PRS_PPI_HL_PTRLM	0 – 24 В	1,5	МПа	–	+	–	–
Качество нефтяной эмульсии на входе в ЭГ	QWL_PPI_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 10	%	–	–	–	–
Качество сливающейся промывочной воды	QWL_PPO_WORK_WATER	4 – 20 мА	0 – 99	%	–	–	–	–
Нижнее предельное допустимое значение качества сливающейся промывочной воды из ЭГ	QWL_PPO_LL_WATER	0 – 24 В	99	%	+	–	–	–
Температура внутри электродегидратора	TEM_EDG_WORK	4 – 20 мА	0 – 150	°C	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение температуры внутри электродегидратора	TEM_EDG_HL	0 – 24 В	130	°C	–	–	–	+
Давление внутри электродегидратора	PRS_EDG_WORK	4 – 20 мА	0 – 1,8	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления внутри электродегидратора	PRS_EDG_HL	0 – 24 В	1,6	МПа	–	–	–	+
Нижнее предельное допустимое значение давления внутри электродегидратора	PRS_EDG_LL	0 – 24 В	1,2	МПа	–	–	+	–
Давление обработанной нефтяной эмульсии	PRS_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1,5	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления выходящей товарной нефти из ЭГ	PRS_PPO_HL_PTRLM	0 – 24 В	1,2	МПа	–	+	–	–
Качество обработанной нефти	QLT_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1	%	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение качества обработанной нефти	QLT_PPO_HL_PTRLM	0 – 24 В	0 – 0,2	%	–	+	–	–
Расход выходящей обработанной нефти	FLW_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 320	м³/ч	–	–	–	–
Температура масла внутри трансформатора	TEM_TRF_WORK_OIL	4 – 20 мА	0 – 105	°C	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение температуры масла внутри трансформатора	TEM_TRF_HL_OIL	0 – 24 В	70	°C	–	+	–	–
Уровень масла внутри трансформатора	LEV_TRF_WORK_OIL	4 – 20 мА	0 – 100	%	–	–	–	–
Нижнее предельное допустимое значение уровня масла внутри трансформатора	LEV_TRF_LL_OIL	0 – 24 В	30	%	+	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 1	CRT_TRF_WORK_ONE	4 – 20 мА	0 – 280	А	–	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 2	CRT_TRF_WORK_TWO	4 – 20 мА	0 – 280	А	–	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 3	CRT_TRF_WORK_THREE	4 – 20 мА	0 – 280	мА	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение тока обмотки трансформатора (для каждой из фаз)	CRT_TRF_HL	0 – 24 В	240	мА	–	–	–	+

## Приложение В.

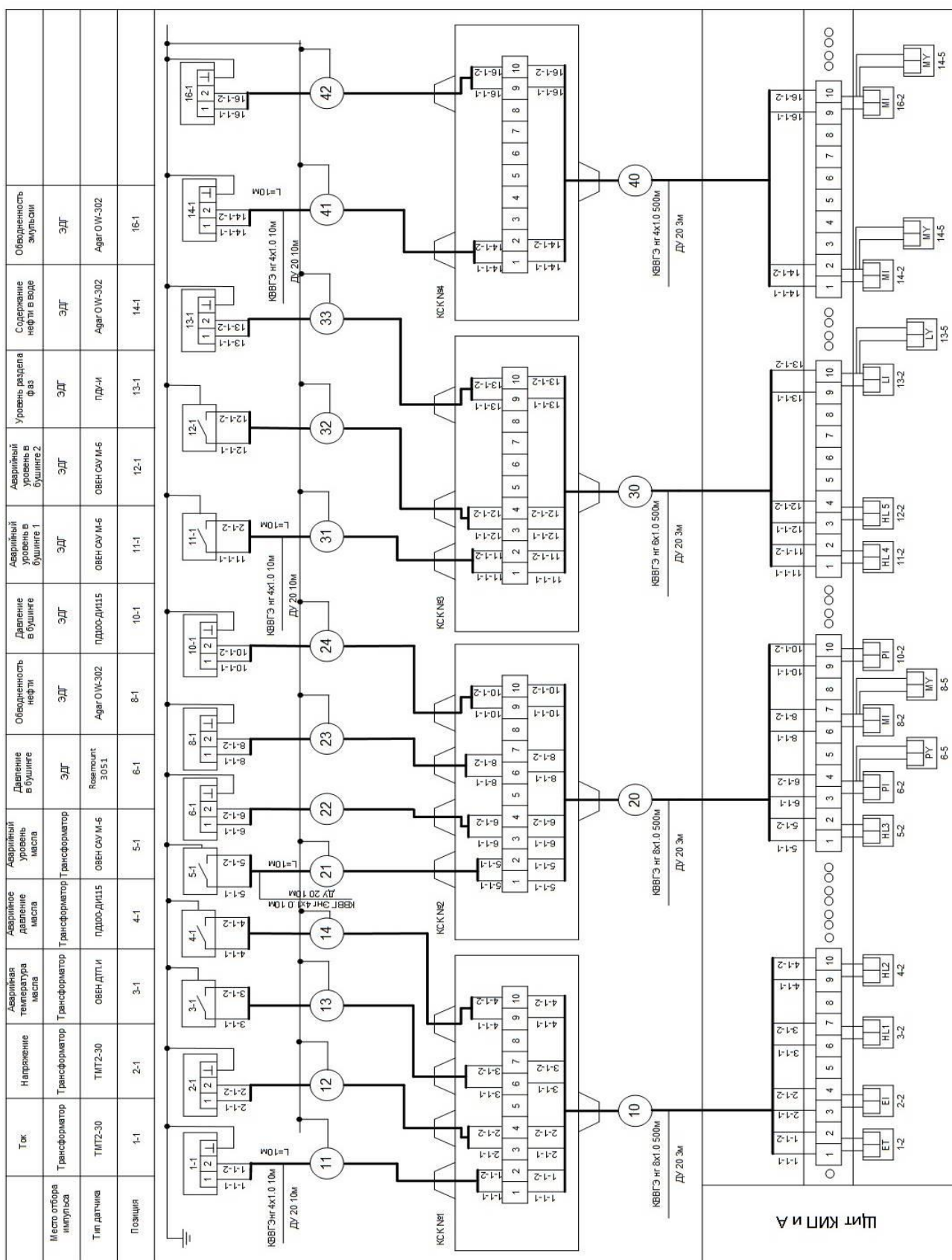
### Обобщенная структурная схема



# Приложение Г. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ



## Приложение Д. Схемы соединений внешних проводов



## Приложение Е.

### Мнемосхема

